

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Asesoría energética para un cliente industrial

Autor: Juan Isaac Campos Lara

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2025



Trabajo Fin de Máster
Ingeniería Eléctrica

Asesoría energética para un cliente industrial

Autor:

Juan Isaac Campos Lara

Tutores:

Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2025

Trabajo Fin de Máster: Asesoría Energética para un cliente industrial

Autor: Juan Isaac Campos Lara

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández
Manuel Burgos Payán

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2025

El secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia. Esas personas que te ayudan incluso cuando no pueden. Esas personas que siempre están ahí. Desde que empecé mi andadura estudiantil han estado apoyándome en los buenos momentos y aquellos no tan buenos, y siempre con la mejor de las predisposiciones.

A mis tutores, Juanma y Manuel, por confiar en mí durante todo este tiempo, dándome la posibilidad de poder participar en este proyecto. Agradecer su paciencia y su preocupación.

A todos mis amigos, la familia elegida, por las vivencias vividas que han hecho que hoy sea quién soy.

Agradecer a mi persona especial, por sacar positividad en los momentos más oscuros y ayudarme en forjar mi propio camino y mi futuro.

Posiblemente estas palabras de agradecimientos se quedan cortas, pero es que es algo infame.

Gracias a todos,

La transición hacia un modelo energético descarbonizado, seguro, digitalizado y descentralizado es un hecho y más desde la crisis energética que Europa está atravesando debido a la guerra de Ucrania. La guerra provocó un terremoto global en el mercado energético, siendo Europa el continente más afectado por el conflicto armado. Por ello, se hace aún más prioritario acelerar esa transición que permita la independencia energética de Europa, apostando por las energías renovables y las tecnologías facilitadoras como el almacenamiento de energía y el hidrógeno verde. Es este el papel que Europa está llevando en este año 2024 para intentar a su vez, bajar la dependencia energética con otros países como Rusia.

Mediante la inclusión de este tipo de energía y el desplazamiento de la generación síncrona y, por consiguiente, la merma de la inercia del sistema y de la capacidad de proporcionar regulación primaria, hará que en algún momento futuro sea necesario disponer de algo que proporcione esa inercia. El almacenamiento puede desarrollar satisfactoriamente ese servicio para el sistema, dotándolo de respuesta inercial y regulación primaria, siempre y cuando sea remunerada (actualmente es obligatoria y no remunerada)

Para los consumidores de energía eléctrica, el almacenamiento podría permitirles conseguir ahorros en la factura eléctrica, intentando desplazar la curva de consumo de las horas de precios más altos (descarga de la batería) a las de precios más competitivos (carga de la batería), pero sin modificar su proceso productivo (salvo la integración del dispositivo de almacenamiento). Mediante ese gradiente de precios, el consumidor podría reducir el importe de su factura de electricidad sin alterar su proceso productivo.

En este trabajo se analiza las posibilidades de configurar la contratación de energía eléctrica de un cliente industrial. Tras el análisis de la situación actual, además de estudiar las posibilidades relacionadas con las potencias contratadas o la compensación del factor de potencia, se analiza la viabilidad económica de una instalación autónoma de baterías de almacenamiento de ión-litio para un consumidor industrial, la optimización de potencia del punto de suministro, así como la instalación de paneles fotovoltaicos para el autoconsumo. También, se analizará una posible hibridación entre la instalación de paneles fotovoltaicos y la instalación de una batería para utilizar esos excedentes fotovoltaicos no autoconsumidos.

Abstract

The transition towards a decarbonised, secure, digitalised and decentralised energy model is a fact, and even more so since the energy crisis that Europe is going through due to the war in Ukraine. The war caused a global earthquake in the energy market, with Europe being the continent most affected by the armed conflict. Therefore, it is even more of a priority to accelerate this transition that will allow Europe's energy independence, betting on renewable energies and enabling technologies such as energy storage and green hydrogen. This is the role that Europe is playing in 2024 to try to reduce energy dependence on other countries such as Russia.

By including this type of energy and displacing synchronous generation and, consequently, reducing the inertia of the system and the ability to provide primary regulation, it will be necessary at some point in the future to have something that provides this inertia. Storage can satisfactorily develop this service for the system, providing it with inertial response and primary regulation, as long as it is remunerated (currently it is mandatory and not remunerated).

For consumers of electric energy, storage could allow them to achieve savings on their electric bill, trying to shift the consumption curve from the hours of highest prices (battery discharge) to those of more competitive prices (battery charge), but without modifying their production process (except for the integration of the storage device). Through this price gradient, the consumer could reduce the amount of their electricity bill without altering their production process.

This work analyzes the possibilities of configuring the contracting of electric energy for an industrial client. After analyzing the current situation, in addition to studying the possibilities related to the contracted powers or the compensation of the power factor, the economic viability of an autonomous installation of lithium-ion storage batteries for an industrial consumer, the optimization of power at the supply point, as well as the installation of photovoltaic panels for self-consumption are analyzed. Also, a possible hybridization between the installation of photovoltaic panels and the installation of a battery to use these non-self-consumed photovoltaic surpluses will be analyzed.

... -translation by Google-

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Abreviaturas	xxi
1 Introducción y Objetivos	11
2 Antecedentes	13
<i>Datos del Cliente</i>	13
<i>Indicadores Económicos-Financieros</i>	17
2.1.1 Valor Actual Neto	17
2.1.2 Tasa Interna de Retorno	17
2.1.3 Tiempo de Retorno simple de la inversión	18
2.1.4 Coste Energético Promedio	19
2.1.5 Coste nivelado de Almacenamiento	20
3 Mercado Eléctrico	22
<i>Mercado Diario</i>	24
<i>Formación de los precios de la Electricidad</i>	25
<i>Cotizaciones Futuras</i>	25
4 . Tecnología Solar Fotovoltaica	27
5 Sistemas de Almacenamiento de Energía	32
<i>Contexto Actual</i>	32
<i>Baterías de ion-litio</i>	34
<i>Definición de costes</i>	35
<i>Tendencias de Coste Baterías Ión-Litio</i>	37
6 Factura Eléctrica	39
<i>Mercado Regulado</i>	39
<i>Mercado Libre</i>	41
<i>Tarifación eléctrica</i>	42
<i>Componentes Factura Eléctrica</i>	43
<i>Periodos de la tarifa eléctrica</i>	49
<i>Modalidad de contratación</i>	53
6.1.1 Modalidad Fija	53
6.1.2 Modalidad Indexada	54
7 Casos Objeto de Estudio y Resultados	56
<i>Caso 1. Optimización de Potencias.</i>	56
<i>Caso 2. Implementación de una batería de condensadores</i>	59
<i>Caso 3. Implementación de una instalación FV</i>	59

<i>Caso 4. Instalación de una instalación de almacenamiento energético</i>	62
<i>Caso 5. FV + ALMACENAMIENTO</i>	63
<i>Resumen</i>	65
8 Conclusiones	66
9 ANEXO I. Sistemas de Almacenamiento de Energía	68
<i>Contexto Actual</i>	68
9.1.1 Servicios del almacenamiento energético	69
<i>Principales Tecnologías de Almacenamiento</i>	71
9.1.2 Almacenamiento Electroquímico	72
9.1.3 Almacenamiento Mecánico	75
9.1.4 Almacenamiento Térmico	77
9.1.5 Almacenamiento Químico	79
9.1.6 Almacenamiento Eléctrico	79
9.1.7 Definición de costes	80
9.1.8 Resumen	82
9. ANEXO II. Mercado Eléctrico	83
<i>Política Energética</i>	84
9.1.9 Nuevo Borrador Plan Nacional Integrado de Energía y Clima	84
9.1.10 Fit for 55	85
9.1.11 REPowerEU	86
<i>Mix Energético Español</i>	87
<i>Liberalización del mercado</i>	90
<i>Mercado Diario</i>	91
<i>Mercado Intradía</i>	92
<i>Mercado a Plazos</i>	94
<i>Mercado de Servicios de Ajuste</i>	94
9.1.12 Mercado de Restricciones Técnicas	95
9.1.13 Mercado de Servicios Complementarios	95
9.1.14 Mercado de Desvíos	96
9.1.15 Mercado de Servicios Transfronterizos de Balance	96
<i>Formación de los precios de la Electricidad</i>	96
<i>Evolución histórica de los precios</i>	99
<i>Cotizaciones Futuras</i>	101
10 Bibliografía	103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumo anual en 2023 por periodo tarifario del cliente. Elaboración propia	14
Tabla 2. Consumo anual por meses del cliente en 2023. Elaboración propia.	15
Tabla 3. Porcentaje del consumo energético anual (2023), por meses, del cliente. Elaboración propia	16
Tabla 4. Potencias horarias máximas demandadas por el cliente en 2023. Elaboración propia	16
Tabla 5. Potencias contratadas por periodo por el cliente en 2023. Elaboración propia.	17
Tabla 6. Servicios de Ajuste 2023 por meses €/MWh	26
Tabla 7. (2018-2023) Potencia GW histórica por tecnología España. REE	27
Tabla 8. (2015-2023) Evolución de la cobertura anual de la demanda (TWh), por tecnología, en España. REE	29
Tabla 9. Características eléctricas Paneles Solares. Elaboración propia	31
Tabla 10. Precios batería de ión-litio 2021-2030	38
Tabla 11. Inputs usados para el cálculo de la viabilidad de la batería	39
Tabla 12. Precios medios finales (€/MWh), impuestos incluidos, según el tipo de consumidor según información de facturación declarada por las comercializadoras. CNMC	42
Tabla 13. Cargos y peajes electricidad 2024 [21] [22]	44
Tabla 14. Precio del exceso de potencia clientes contador tipo 1, 2 y 3 (2024). BOE	46
Tabla 15. Coste Kp para clientes con contador tipo 1, 2 y 3 (2024). BOE	46
Tabla 16. Precio del exceso de potencia clientes contador tipo 4 y 5 (2024). BOE	46
Tabla 17. Precios de los términos de energía reactiva inductiva (2024). BOE	48
Tabla 18. Calendario tarifario tarifa 2.0 TD en el territorio peninsular y en Cuata y Melilla (2024). Elaboración propia.	49
Tabla 19. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Península (2024). Elaboración propia.	49
Tabla 20. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Canarias (2024). Elaboración propia.	50
Tabla 21. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Baleares (2024). Elaboración propia	50
Tabla 22. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Ceuta (2024). Elaboración propia	51
Tabla 23. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Melilla (2024). Elaboración propia	51
Tabla 24. Equivalencias cliente- PASS POOL	55
Tabla 25. Constantes PASS POOL firmadas por el cliente.	55
Tabla 26. Potencias por periodo contratadas kW por el cliente. Elaboración propia.	56
Tabla 27. Facturación actual de potencia kW anual. Elaboración propia	57
Tabla 28. Facturación con potencias recomendadas anual. Elaboración propia	58
Tabla 29. Ahorros potenciales por cambio de potencias. Elaboración propia	58

Tabla 30. Rentabilidades diferentes potencias picos a instalar. Sin compensación en los excedentes. Elaboración propia	60
Tabla 31. Análisis de sensibilidad de la instalación FV con potencia pico de 1600 kWp. Elaboración propia	61
Tabla 32. Costes batería ion-litio desglosado. US Department of Energy	62
Tabla 33. Rentabilidad almacenamiento ion-litio con diferentes precios mercado. Sin subvención	63
Tabla 34. Rentabilidad almacenamiento ion-litio con diferentes precios mercado. Con subvención 40%	63
Tabla 35. Rentabilidad económica FV+Almacenamiento	64
Tabla 36. Potencia Instalada en GW por tecnología	87
Tabla 37. Evolución de la cobertura anual de la demanda (TWh), por tecnología, en España	88
Tabla 38. Emisiones Generación Española. Datos en TCO2 eq	90
Tabla 39. Horarios negociación mercado continuo.	93
Tabla 40. Precios históricos mercado eléctrico español (MIBEL).	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación aproximada del punto de suministro. Google Maps	13
Figura 2. Consumo kWh anual por periodo tarifario del cliente. Elaboración propia.	14
Figura 3. Consumo kWh anual por meses del cliente. Elaboración propia.	15
Figura 4. LCOE por tecnología. Lazard.	19
Figura 5. LCOS por tecnología. Lazard.	20
Figura 6. Distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica por zona geográfica	23
Figura 7. Casación simple en el mercado OMIE/MIBEL	25
Figura 8. Cotizaciones futuras OMIP	26
Figura 9. Evolución anual de la potencia instalada (GW) de EERR	28
Figura 10. Reducción LCOE FV. Lazard.	30
Figura 11. Capacidad de almacenamiento mundial por tecnología y país, excluyendo el almacenamiento hidráulico.	33
Figura 12. Principio de funcionamiento de una batería Ion-Litio	34
Figura 13. Tendencia actual Precio baterías de Ión-Litio. BloombergNEF	37
Figura 14. Estimación precios Batería ión-litio. BloombergNEF	37
Figura 15. Cota de mercado por comercializadora 2021. CNMC	41
Figura 16. Energía Mercado Ibérico incluyendo bilaterales día 28/09/2023. OMIE	¡Error
r! Marcador no definido.	
Figura 17. Precios horarios mercado diario 26/08/2024. OMIE	53
Figura 18. Capacidad de almacenamiento mundial por tecnología y país, excluyendo el almacenamiento hidráulico.	68
Figura 19. 10 de enero de 2023: Evolución horaria del Precio y Energía casada en el Mercado Ibérico (OMIE).	69
Figura 20. 21 de mayo de 2023. Evolución horaria de la Energía casada y precio. OMIE	70
Figura 21. Principio de funcionamiento de una batería Ion-Litio	72
Figura 22. Principio de funcionamiento de las baterías de flujo.	73
Figura 23. Tipología de baterías comercializadas	74
Figura 24. Instalación de almacenamiento. Central Hidroeléctrica Bombeo.	76
Figura 25. Instalación de aire comprimido	77
Figura 26. Almacenamiento mediante aire líquido	78
Figura 27. Distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica por zona geográfica	84
Figura 28. Estructura de las importaciones de gas de la UE	86
Figura 29. Evolución anual de la potencia instalada (GW) de EERR.	88

Figura 30. Casación simple en el mercado OMIE/MIBEL	97
Figura 31. Casación mercado OMIE con condiciones complejas	98
Figura 32. Casación EUPHEMIA. Beneficios	98
Figura 33. Almacenamiento europeo de GNL. Reuters.	100
Figura 34. Precios históricos de la volatilidad.	101
Figura 35. Cotizaciones futuras OMIP	102

Abreviaturas

UE	Unión Europea
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
EM	Estados Miembros
IPC	Índice de Precio al Consumo
LCOS	Coste Nivelado de Almacenamiento
LCOE	Coste Nivelado de Energía
SHTES	Almacenamiento de Energía Térmica de Calor Sensible
LHTES	Almacenamiento de Energía Térmica de Calor Latente
TCHS	Almacenamiento de Calor Termoquímico
HTTESS	Almacenamiento térmico de Alta Temperatura.
LAES	Almacenamiento Aire Líquido
CO ₂	Dióxido de Carbono
MOF	Polímero Espumoso con Nanoporos
SMES	Superconductores
SC	Supercondensadores
CC	Corriente Continua
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
REE	Red Eléctrica de España
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español
OMIP	Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Portugués
PPA	Power Purchase Agreement
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
PDBF	Programa Diario Base de Funcionamiento
PHF	Programa Horario Final
P48	Programa Operativo
aFRR	Regulación Secundaria
mFRR	Regulación Terciaria

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Las políticas de clima y energía, a nivel mundial, pero especialmente en el ámbito de la Unión Europea (EU), han evolucionado hacia una regulación cada vez más ambiciosa, hasta llegar a la aspiración europea de conseguir una UE climáticamente neutra en el año 2050. En el ámbito español, el nuevo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [1] es el instrumento con el que se pretende conseguir dicho objetivo. Estos planes recogen unos hitos de necesidades mínimas de almacenamiento para España de más de 20 GW en 2030 y de 30 GW de potencia de almacenamiento total disponible en 2050.

La Transición Energética descentralizada es el recorrido en el que actualmente se encuentra el mundo, en especial Europa, para desplazar toda aquella fuente de energía fósil a favor de las energías renovables. La sociedad europea cada vez es más consciente de la necesidad del cambio hacia un modelo digitalizado y ecológico basado en energías renovables y más, desde la gran crisis energética que Europa sufrió, debido a los altos precios de las *commodities*. Una crisis iniciada debido al bajo nivel del almacenamiento de gas en toda Europa que provocó un cierto nerviosismo debido a posibles problemas de suministro energético y que se acentuó por el conflicto iniciado en Ucrania, ya que Rusia es un gran exportador de gas para Europa y para el resto del mundo. Todo esto, provoca una gran dependencia energética en la Unión Europea y, por ende, volatilidad en los mercados energéticos donde cualquier cambio geopolítico puede causar altos precios de las materias primas y un riesgo de crisis de abastecimiento por falta de oferta.

Los Estados Miembros están buscando soluciones para paliar el efecto negativo de la crisis anteriormente mencionada y a su vez, soluciones para intentar paliar la volatilidad provocada por problemas geopolíticos, ya que las consecuencias de esta tienen un efecto devastador en la sociedad. Efectos como la paralización de la industria debido al elevado precio del gas natural y por consiguiente de la electricidad y un aumento más que significativo en el Índice del Precio al Consumo (IPC) que está provocando que los bancos centrales aumenten el tipo de interés, lo que conlleva una esperable paralización de la economía.

Por todo lo anterior, es necesario acelerar drásticamente la transición hacia una energía limpia y reforzar la independencia energética de Europa, continente estratégico para la impulsión de las energías renovables, especialmente en España.

Las energías renovables son fuentes de energía limpias y ampliamente disponibles por toda la geografía mundial. Se podrían definir de muchas formas, siendo sus cualidades más significativas: que no emiten gases de efecto invernadero y que no tienen un coste asociado al uso del recurso energético primario. Sin embargo, la obtención de esta energía es irregular ya que su disponibilidad depende de elementos naturales que no son controlables.

En este trabajo se analizan la contratación de energía eléctrica por parte de un consumidor industrial del ramo de la alimentación. En primer lugar, se analizará si las potencias contratadas

están bien adaptadas a sus necesidades de consumo. También, se presta atención en la compensación del factor de potencia para eliminar la posible penalización por consumo de energía reactiva inductiva. No obstante, el cliente no presenta esta problemática. Posteriormente se analizará la viabilidad de la instalación de paneles solares para reducir los costes productivos mediante el aprovechamiento del recurso solar (autoconsumo). Posteriormente, se analizará el caso de implementación de almacenamiento por baterías de litio, para finalizar con una posible hibridación entre la instalación fotovoltaica y almacenamiento.

2 ANTECEDENTES

Para el estudio de viabilidad es necesario definir los datos del cliente y los indicadores utilizados para saber si los diferentes proyectos son viables o no, desde el punto de vista económico.

Datos del Cliente

El cliente objeto de estudio es un cliente industrial con un consumo variable según la producción mensual, que supera ligeramente los 15 GWh al año.

La planta industrial se sitúa en un pueblo de la sierra de Huelva, cercano a Jabugo, destinada al sacrificio, conservación, elaboración y procesado de productos cárnicos, con CNAE 1013.

En la Figura 1 se puede apreciar de forma aproximada la ubicación del punto. Una zona del suroeste de España con un gran recurso solar. Por ello, se analizará un hito como es la implementación de paneles fotovoltaicos sobre la cubierta del cliente para autoconsumo.

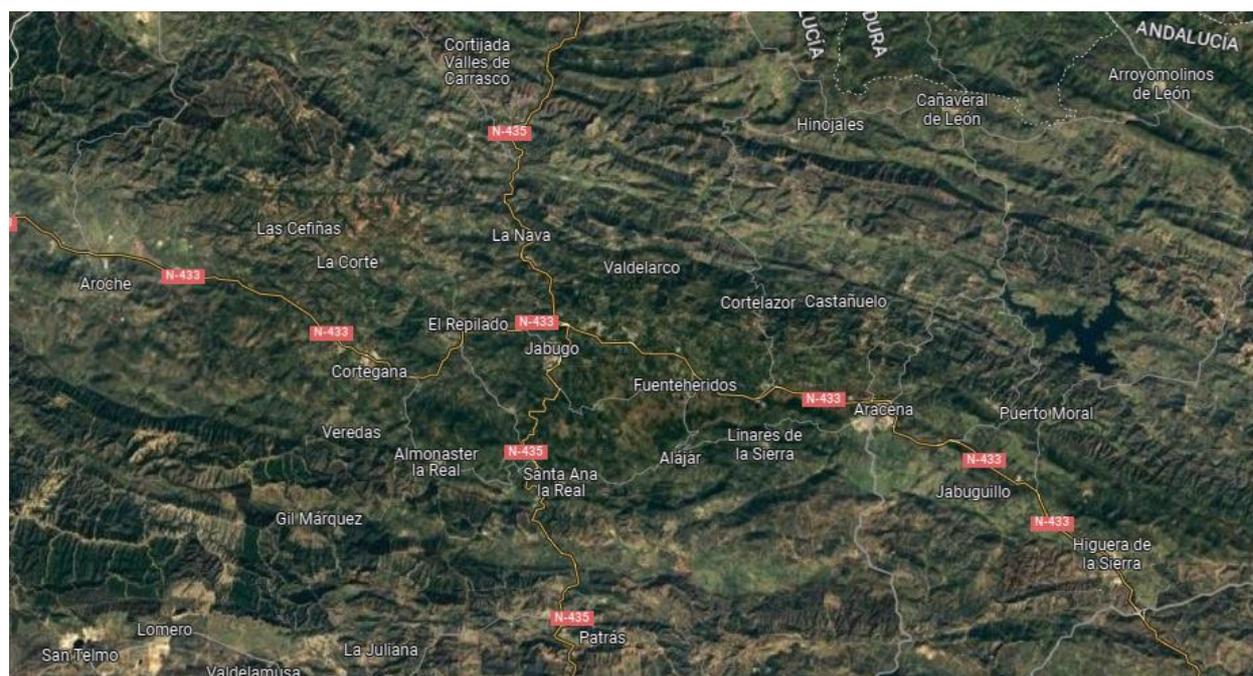


Figura 1. Ubicación aproximada del punto de suministro. Google Maps

La superficie construida de las instalaciones del cliente es de más de 40.000 m² para uso industrial y más de 22.000 m² para uso urbano.

El consumo eléctrico se produce a través de una acometida en Alta Tensión, a 20 kV. La planta dispone de seis centros de transformación distribuidos en distintas ubicaciones, para bajar la tensión a la de suministro a 400 V trifásicos.

En la tarifa del cliente, 6.1 TD, el consumo se divide en seis periodos temporales que dependen de la zona geográfica, del mes y de la hora del día. Posteriormente, se entrará más en detalle. No obstante, para analizar el consumo eléctrico en la Figura 2 de forma gráfica o en la Tabla 1 de forma numérica se puede apreciar como el consumo del cliente es mucho mayor en el periodo 6 y mínimo en el 5.

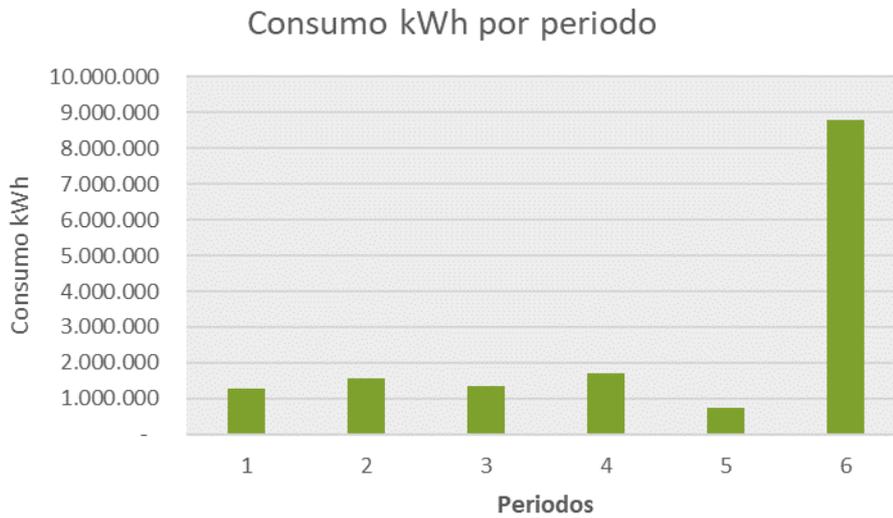


Figura 2. Consumo anual en 2023 por periodo tarifario del cliente. Elaboración propia.

Consumo en kWh por periodo

	1	2	3	4	5	6	TOTAL
Consumo kWh	1.279.252	1.549.900	1.350.308	1.691.420	733.164	8.801.972	15.406.016

Tabla 1. Consumo anual en 2023 por periodo tarifario del cliente. Elaboración propia

Si se observan los consumos por meses (2023), en la Tabla 2 o en la Figura 3 se puede apreciar como el consumo eléctrico sufre una serie de variaciones a lo largo del año. Su pico de consumo se concentra en el primer semestre del año, bajando de forma acusada en los últimos cuatro meses del año.

Consumo en kWh por mes y periodo

	1	2	3	4	5	6	TOTAL
enero	276.572	197.092	-	-	-	963.500	1.437.164
febrero	378.660	282.064	-	-	-	831.308	1.492.032
marzo	-	348.364	268.784	-	-	848.792	1.465.940
abril	-	-	-	381.504	298.016	876.972	1.556.492
mayo	-	-	-	355.404	272.344	927.432	1.555.180
junio	-	-	260.632	231.396	-	825.556	1.317.584
julio	385.192	297.852	-	-	-	786.232	1.469.276
agosto	-	-	385.840	295.148	-	759.168	1.440.156
septiembre	-	-	264.028	190.960	-	469.600	924.588
octubre	-	-	-	237.008	162.804	541.356	941.168
noviembre	-	248.940	171.024	-	-	465.092	885.056
diciembre	238.828	175.588	-	-	-	506.964	921.380

Tabla 2. Consumo anual por meses del cliente en 2023. Elaboración propia.

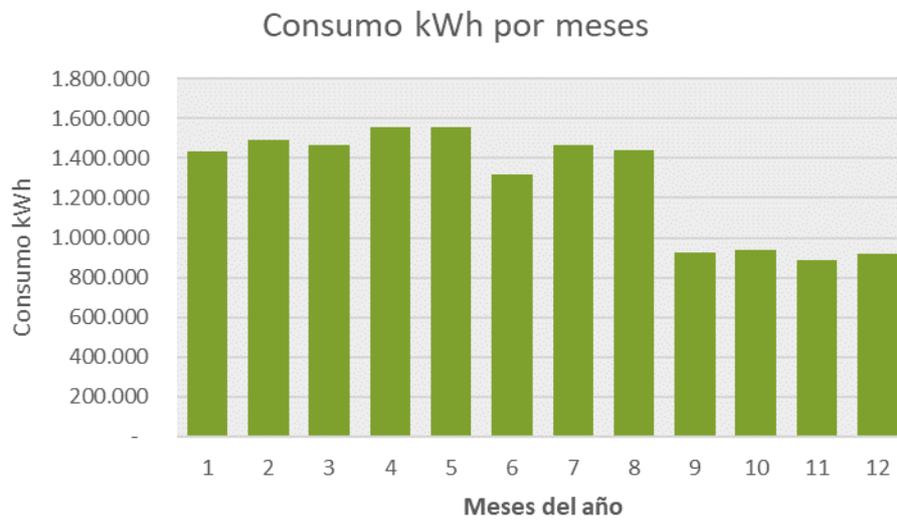


Figura 3. Consumo anual por meses del cliente en 2023. Elaboración propia.

Porcentualmente hablando, y como se observa en la Tabla 3, puede verse como en los meses altos de campaña (abril y mayo) el consumo es superior al 10 % del consumo anual y en los meses de menor trabajo este indicador de consumo se encuentra rozando el 6 % del consumo anual.

Consumo % por mes	
	TOTAL
enero	9,33%
febrero	9,68%
marzo	9,52%
abril	10,10%
mayo	10,09%
junio	8,55%
julio	9,54%
agosto	9,35%
septiembre	6,00%
octubre	6,11%
noviembre	5,74%
diciembre	5,98%

Tabla 3. Porcentaje del consumo energético anual (2023), por meses, del cliente. Elaboración propia

Aunque posteriormente se analizará y se entrará más en detalle, para la optimización de las potencias contratadas en cada uno de los periodos de facturación es necesario disponer de la curva de carga cuarto-horaria, o en su defecto, de la curva horaria de demanda del cliente. Para la determinación de los valores óptimos de potencias contratadas es necesario saber la amplitud de los picos de consumo y en qué momentos se producen.

En la Tabla 4 se evalúa las potencias máximas demandadas por periodo de facturación y por mes del punto de suministro. El pico máximo se encuentra en el mes de febrero, en el periodo 6, llegando a una cota de potencia demandada horaria de 3.776 kWh.

Potencias máximas por mes y periodo

	1	2	3	4	5	6	TOTAL
enero	2.892	2.392	-	-	-	3.308	3.308
febrero	3.776	3.712	-	-	-	3.604	3.776
marzo	-	2.608	2.588	-	-	2.784	2.784
abril	-	-	-	2.908	2.668	2.780	2.908
mayo	-	-	-	2.836	2.624	2.724	2.836
junio	-	-	2.688	2.564	-	2.924	2.924
julio	2.692	2.788	-	-	-	2.884	2.884
agosto	-	-	2.800	2.992	-	3.236	3.236
septiembre	-	-	3.168	2.452	-	3.132	3.168
octubre	-	-	-	2.992	2.372	2.940	2.992
noviembre	-	2.280	2.280	-	-	2.580	2.580
diciembre	2.352	2.444	-	-	-	2.488	2.488

Tabla 4. Potencias horarias máximas demandadas por el cliente en 2023. Elaboración propia

Actualmente, el cliente tiene contratado las potencias que aparecen en la Tabla 5. Se aprecia como las potencias se orden de forma que $P1 \leq P2 \leq P3 \leq P4 \leq P5 \leq P6$. Es debido a la normativa. Posteriormente se entrará más en detalle.

Potencias contratadas kW por el cliente. Actual					
1	2	3	4	5	6
3.200	3.200	3.500	3.500	3.500	4.000

Tabla 5. Potencias contratadas por periodo por el cliente en 2023. Elaboración propia.

Otro aspecto a señalar, que es imprescindible a la hora de evaluar los diferentes hitos de este trabajo, son los precios energéticos y de la potencia que tiene contratados el cliente. Debido a que para hablar de ellos aún falta mucha información, se hablará de ellos más adelante.

Indicadores Económicos-Financieros

Para analizar todos los hitos, ya sean los secundarios, así como el hito principal, se van a utilizar indicadores económicos como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno, el Tiempo de Retorno, el Coste Energético Promedio y el Coste Nivelado del Almacenamiento.

2.1.1 Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN), también conocido como Valor Presente Neto (VPN) es una herramienta que permite determinar la viabilidad económica de un proyecto. Se determina mediante la actualización de los flujos de gastos e ingresos futuros durante los n años de vida esperada menos la inversión inicial.

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

Siendo:

F_t : Flujo de caja del año t

I_0 : Inversión inicial año 0

k : tasa de descuento

n : número de años de vida en servicio del proyecto

Si el VAN es mayor que cero el resultado de la operación es viable y si es menor que cero, la operación no es viable desde el punto de vista económico.

2.1.2 Tasa Interna de Retorno

La tasa Interna de Retorno (TIR) es uno de los métodos de evaluación más utilizados en proyectos

de inversión ya que determina la tasa de rentabilidad que se puede obtener con una inversión. Está totalmente ligada al VAN, ya que la TIR se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero.

En resumen, la TIR es el porcentaje de beneficio o pérdida que se puede obtener en una inversión.

$$TIR = k / \text{VAN}(k = TIR) = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{((1+k)^t)} = 0$$

Siendo:

F_t : Flujo de caja del año t

I_0 : inversión inicial

n : número de años del proyecto

El resultado se puede interpretar de la siguiente forma. Siendo k la tasa de descuento, si TIR es mayor que k entonces el proyecto será viable y si es menor que k el proyecto no será viable.

2.1.3 Tiempo de Retorno simple de la inversión

El tiempo de retorno simple de la inversión o payback (PB) en inglés, es un término empleado para calcular el número de años que transcurre hasta que se recupera la inversión.

El tiempo de retorno simple surge a partir de la necesidad de saber cuándo comenzará una inversión a ser rentable.

$$PB = \frac{I_0}{F}$$

$$-I_0 + \sum_{t=1}^{PB} \frac{F_t}{(1+k)^t} = 0$$

Siendo:

$F_t = F$: Flujo de caja anual

I_0 : Inversión inicial año 0

k : tasa de descuento

PB : número del año en el que se cumple la igualdad.

2.1.4 Coste Energético Promedio

El coste energético promedio o LCOE, “*Levelized Cost of Energy*” [2], es una metodología estándar para calcular el coste por kWh para cada tecnología de generación eléctrica.

Este parámetro contabiliza todos los costes que tiene cada sistema en toda su vida útil y lo divide entre su producción total actualizada al valor presente del dinero.

Gracias a este cálculo, se puede comparar tecnologías totalmente distintas con un solo indicador. Ejemplificando, una central nuclear tiene un coste inicial muy elevado, mayor que una central de ciclo combinado y un recurso energético menos costoso que el gas. Este indicador, LCOE, permite comparar rápidamente ambas tecnologías.

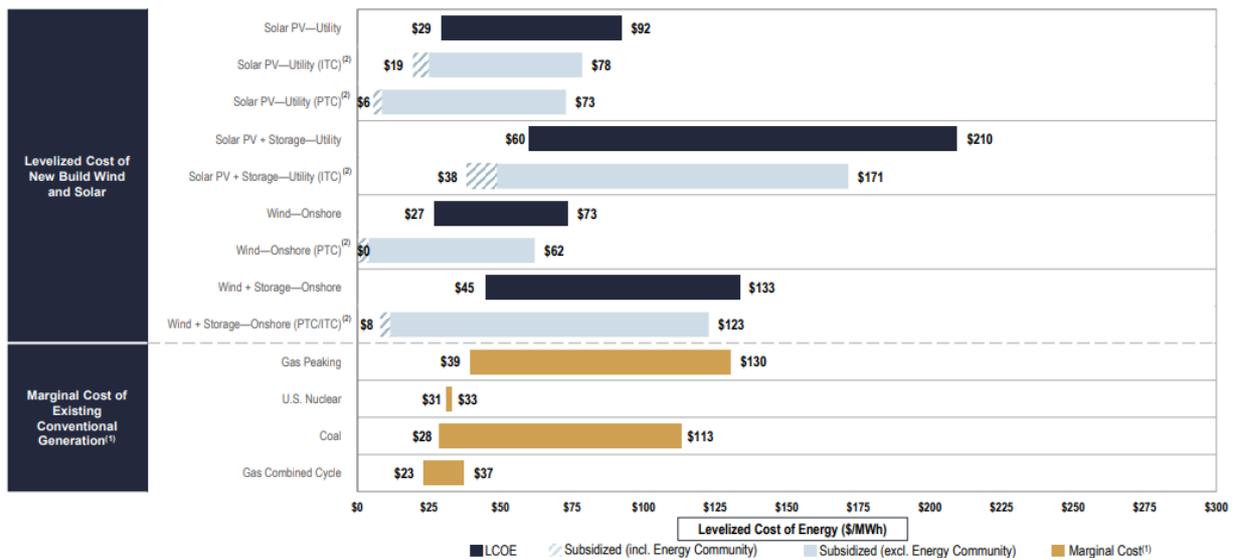


Figura 4. LCOE por tecnología en 2023. Lazard.

En la Figura 4 [3] se presentan los diferentes rangos de LCOE para cada tecnología sin tener en cuenta posibles subvenciones.

También se aprecia como ciertas tecnologías de generación de energía renovable tienen un LCOE competitivo con el costo marginal de las convencionales existentes.

la expresión para el cálculo del LCOE [3] es la siguiente:

$$LCOE = \frac{I_0 \sum_{\text{año } 1}^{\text{año final}} \frac{M_{\text{anual}} + F_{\text{anual}}}{(1 + k)^{\text{año}}}}{\sum_{\text{año}}^{\text{año final}} \frac{E_{\text{anual}}}{(1 + k)^{\text{año}}}}$$

Siendo:

I_0 : Inversión inicial

M_{anual} : Estimación de los costes anuales de operación y mantenimiento

F_{anual} : Estimación de los costes de combustible anuales

E_{anual} : Estimación de la energía generada anualmente

k : Tasa de descuento anual

2.1.5 Coste nivelado de Almacenamiento

El Coste Promedio del Almacenamiento o LCOS, “*Levelized Cost of Storage*”, [4], es una metodología estándar para calcular el coste por kWh para cada tecnología de almacenamiento. Indicador similar al LCOE que se pueden comparar.

Su fórmula es:

$$LCOS = \frac{C_0 + \sum_{\text{año } 1}^{\text{año final}} \frac{M_{anual} + TCC_{anual}}{(1 + k)^{\text{año}}}}{\sum_{\text{año}}^{\text{año final}} \frac{E_{anual}}{(1 + k)^{\text{año}}}}$$

Siendo:

C_0 : costes de capital (CAPEX)

M_{anual} : Estimación de los costes de operación y mantenimiento anuales

TCC_{anual} : Coste total de la energía cargada en el año inicial

E_{anual} : Estimación de la energía almacenada

En la Figura 5 [3] se aprecia cómo, a día de hoy, por regla general los costes de almacenamiento, LCOS, son mucho más elevados que los de generación renovable, LCOE, anteriormente mencionados (Figura 4).

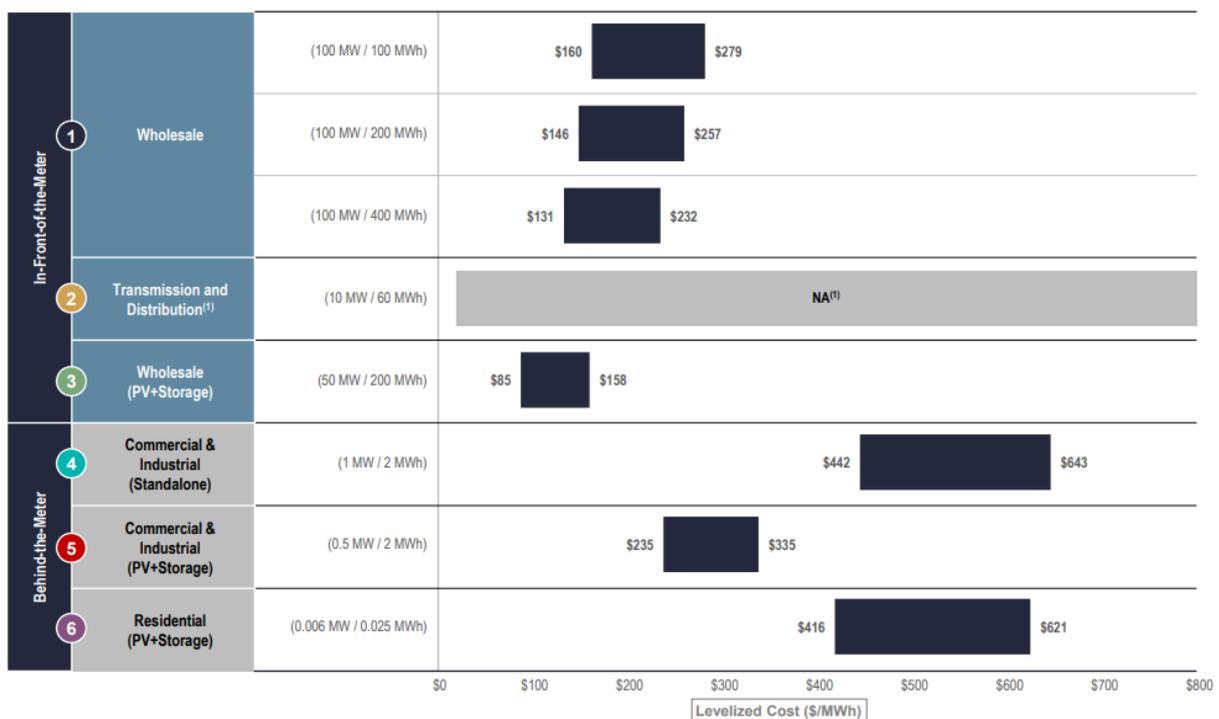


Figura 5. LCOS por tecnología. Lazard.

En todos los casos, el LCOS mínimo es de un valor superior a 200 \$/MWh, muy superior a los valores de LCOE de las tecnologías renovables consideradas en la Figura 4.

Una vez descrita la forma de contratación actual del cliente de forma y presentados los diferentes indicadores económico-energéticos que serán utilizados para valorar cada uno de los hitos de este proyecto, se introducirá el funcionamiento del mercado eléctrico, de forma resumida (la información detallada se puede leer en el anexo Mercado Eléctrico), se introducirá las tecnologías de almacenamiento (la información detallada se puede leer en el anexo Sistemas de Almacenamiento de Energía) y por último, se entrará en detalle en la factura eléctrica del cliente.

Una vez realizados todos esos pasos, se analizará cada uno de los hitos propuestos.

3 MERCADO ELÉCTRICO

Sin lugar a dudas, el mercado eléctrico es uno de los mercados más conocidos por la población activa a día de hoy debido a la importancia de la electricidad como bien básico de primera necesidad, difícilmente sustituible. Para su buen funcionamiento en el Mercado y en la cadena de transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica intervienen:

1. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en adelante CNMC. Son los encargados de supervisar la integridad y transparencia de los mercados de energía. También gestionan la operación del sistema.
2. Red Eléctrica de España, en adelante REE, es el transportista y operador del sistema eléctrico español. Es el responsable de garantizar el buen funcionamiento del sistema eléctrico, así como el propietario de la red de transporte de Alta Tensión.
3. Grupo OMI. Su función es gestionar los mercados energéticos de la Península Ibérica. Consta de dos sociedades gestoras:
 1. Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español, en adelante OMIE, es el operador del mercado eléctrico. Gestiona los mercados diarios e intradiarios de la Península Ibérica.
 2. Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Portugués, en adelante OMIP, gestora del mercado a plazo.
4. Productores de energía. Como su nombre indica son los encargados de producir la energía eléctrica. Existen muchos tipos de centrales, sin embargo, se va a distinguir en dos grandes grupos.
 1. Centrales Renovables como hidráulicas, solares, eólica, biomasa, geotérmicas, etc.
 2. Centrales no renovables, que utilizan materia prima fósil. Éstas son nucleares, carbón, ciclos combinados, etc.
5. Distribuidoras de energía. Transportan la energía eléctrica en media-baja tensión hasta los lugares de consumo. A pesar de que existen muchas distribuidoras, hay cinco empresas de distribución que controlan más del 90% del mercado. Como dato curioso de este agente, el consumidor no puede elegir su distribuidora. Ésta depende de la zona geográfica del mismo. En la Figura 6 se puede apreciar las más importantes por zona geográfica [5]. En ella se observa como, por ejemplo, las distribuidoras con una mayor cota de mercado son i-de y e-redes.
6. Comercializadoras de energía. Son los intermediarios entre el consumidor y la distribuidora. Éstas compran la energía en el mercado eléctrico para posteriormente venderla a sus clientes. Existen más de 300 comercializadoras de mercado libre tras la liberación del mercado en el año 2008.
7. Otros actores con menor peso. También existen otros actores como el Consumidor directo o agregador de demanda, pero que tiene mucha menor incidencia en el funcionamiento del mercado.



Figura 6. Distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica por zona geográfica

En el caso objeto estudio en este proyecto, el cliente tiene el papel del consumidor final de la energía eléctrica. De forma resumida, su “única” función es contratar su suministro eléctrico con una comercializadora de energía, pactando un precio determinado, que posteriormente se analizará, y durante un periodo de tiempo determinado.

Sin embargo, no hay que olvidar que los objetivos de este proyecto es analizar la viabilidad de implementar una instalación FV y otra instalación de almacenamiento. Son acciones provocadas por la transición energética y ecológica, por lo que se hace de suma importancia conocer los diferentes planes de España para analizar si es posible o no, acogerse a subvenciones que hagan el proyecto más rentable.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima es el mercado regulatorio español, sin embargo, hay más planes como son “fit for 55” [6] y “RePower EU” [7] a nivel europeo. En el anexo Mercado Eléctrico, se puede encontrar información sobre los mismos. No obstante, los objetivos principales de la política energética en la UE [8] son:

1. Diversificar las fuentes de energía europeas garantizando la seguridad energética.
2. Garantizar el funcionamiento de un mercado interior de la energía plenamente integrado.
3. Mejorar la eficiencia energética reduciendo las emisiones, al mismo tiempo que se reduce las

importaciones de energía.

4. Descarbonización de la economía.
5. Promover la investigación en energías renovables, para así impulsar la transición energética y la mejora en la competitividad.

Por otro lado, existen diferentes mercados, tanto gobernados por el operador de mercado, OMIE, como gobernados por el operador del sistema, REE.

En los gobernados por OMIE las diferentes comercializadoras compran energía para posteriormente venderlas a sus clientes. Estas comercializadoras pueden comprar en el mercado diario, en los mercados intradiarios o en los mercados a plazos.

En el caso del cliente en cuestión, sus precios, se fijan sobre el indicador del precio del mercado diario.

Mercado Diario

El mercado diario, también conocido como el mercado spot o como acoplamiento único diario, es un mercado marginalista donde el precio horario lo fija el Operador del Mercado mediante la intersección de las curvas de oferta y demanda, dicho de una forma muy simplificada. El Operador del Mercado elabora la curva agregada de generación (venta), ordenando las ofertas de venta por orden creciente de precios. La curva agregada de demanda (compra) se elabora ordenando las ofertas de compra por orden decreciente. Como base, el Operador del Mercado determina el punto de corte de las curvas agregadas de generación y demanda establece tanto la energía casada como el precio de esa hora.

Todos los días del año a las 12:00 CET se lleva a cabo la sesión (subasta) para los precios y la energía de las 24h del día siguiente en toda Europa.

El Mercado Ibérico (España y Portugal) es un mercado acoplado con el resto de Europa desde 2014, por lo que para la casación del precio juegan un papel importante las interconexiones con el resto de los países.

Como se comentó anteriormente, el objetivo de la Unión Europea es que exista un único mercado europeo de casación para que en toda Europa el precio de la energía sea el mismo. Desde el punto de vista teórico no parece complicado, sin embargo, hay una limitación técnica bastante importante como son las interconexiones entre los diversos sistemas o mercados interconectados.

Las interconexiones son las uniones entre diferentes mercados y, por consiguiente, diferentes países. Para ejemplificar, en España con Francia (única interconexión con el resto de sistemas europeos) hay en torno a 3 GW de interconexión (frente a unos 70 TW de potencia de generación en 2022), por lo que es imposible que, en todas las horas del año, con esa interconexión tan pequeña, el mercado esté completamente acoplado.

Con el acoplamiento de mercados se busca bajar el precio de la energía eléctrica y aumentar la generación a partir de energías renovables. El sistema más barato exporta al sistema vecino más caro hasta el límite de la interconexión. Cuando ésta está a su máxima capacidad no se puede exportar o importar más energía y aparece el término llamado Renta de Congestión, que no es más que la energía por la diferencia de precios entre ambos mercados contiguos.

El objetivo de la UE es que cada vez los mercados estén más acoplados, bajando la cantidad monetaria de la Renta de Congestión.

Formación de los precios de la Electricidad

El mercado eléctrico es un mercado marginalista de casación. El mercado casa un precio, dependiente de todos los mecanismos de mercado, y un volumen de energía dependiendo de las ofertas presentadas por los diferentes agentes implicados en él.

Una vez recibidas todas las ofertas -tanto de venta como de compra- de todas las tecnologías, se agregan todas las ofertas y en el punto de corte se establece la energía casada y el precio de cada hora. A esto se le denomina casación simple. En el anexo Mercado Eléctrico se puede ver el proceso real, el cual es más complejo ya que juegan un papel protagonista las diferentes condiciones complejas.

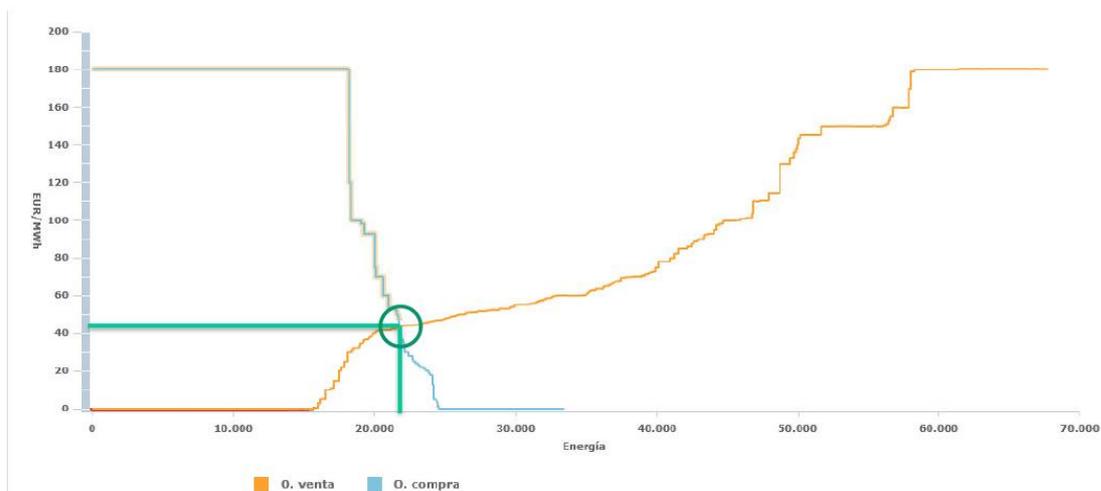


Figura 7. Casación simple en el mercado OMIE/MIBEL.

Cotizaciones Futuras

Cuando se valora un proyecto a varios años es esencial valorarlo con las cotizaciones futuras, ya que constituyen la estimación más verosímil del valor futuro del producto que se trata de valorar.

Actualmente existen volatilidades muy altas en los mercados que pueden provocar cambios significativos en el precio por lo que puede que el input utilizado pueda cambiar con el tiempo.

Para valorar las cotizaciones futuras en electricidad se utiliza OMIP, el mercado de futuros. Como se puede apreciar en la Figura 8 [9], las cotizaciones actuales para el año 2025 tienen un precio superior a 80 €/MWh. Sin embargo, para los años que siguen, la cotización cae. Por ejemplo, el año 2027 cotiza a unos precios de 56 €/MWh.

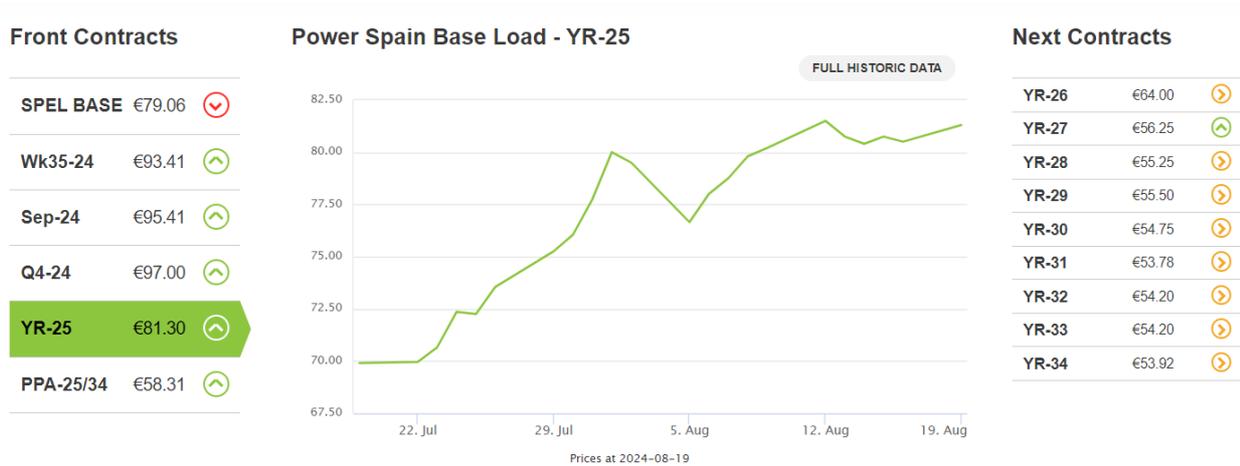


Figura 8. Cotizaciones futuras OMIP.

No obstante, a tan largo plazo la **liquidez** del mercado es muy baja y los precios pueden no ser muy representativos.

Ciertamente, la esperable entrada de energías renovables en el sistema hace que el precio medio del *pool* (mercado diario) caiga con respecto a los 80-90 €/MWh. No obstante, no hay que olvidar que el precio de casación es un precio marginalista, es decir, el precio lo marca la energía más cara casada, lo que puede provocar que la bajada en el mercado diario no sea tan acusada.

Por otro lado, y como se ha ido comentando a lo largo del trabajo, la inclusión, cada vez más acusada, de energías renovables al mix energético provoca que los costes de los servicios de ajuste sean mayores. Este efecto se puede apreciar en la

Tabla 6, que muestra como el precio de los servicios de ajuste en 2023 alcanza el valor promedio de 12,2 €/MWh según REE.

Mes	SSAA (€/MWh)
ene-23	15,16
feb-23	10,23
mar-23	12,98
abr-23	12,32
may-23	13,17
jun-23	10,74
jul-23	10,05
ago-23	9,08
sep-23	10,12
oct-23	15,11
nov-23	15,21
dic-23	12,42

Tabla 6. Servicios de Ajuste 2023 por meses €/MWh

Por todo esto, se hace muy complicado pensar que los precios medios de la energía eléctrica en los años venideros vayan a caer por debajo de 60 €/MWh. En consecuencia, en este trabajo se utilizará

un precio medio de 65 €/MWh como escenario de referencia para los próximos años.

4 . TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La necesidad de garantizar la transformación hacia una economía verde, libre de emisiones es cada vez más evidente en Europa, que se prepara para conseguir el objetivo de cero emisiones en 2050.

Una prueba palpable se puede apreciar en la evolución de la capacidad histórica de generación renovable instalada en España Tabla 7 [10].

Potencia histórica España

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidráulica	17.065	17.099	17.099	17.095	17.095	17.098
Turbinación bombeo	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331
Nuclear	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.030	9.683	5.733	3.764	3.464	3.464
Fuel + Gas	8	8	8	8	8	8
Motores diésel	811	769	769	769	769	769
Turbina de gas	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Turbina de vapor	483	483	483	483	483	483
Ciclo combinado	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11	11
Eólica	23.443	25.694	27.697	28.700	30.175	30.932
Solar fotovoltaica	4.771	8.747	11.670	15.284	19.972	25.905
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	891	1.042	1.092	1.095	1.096	1.100
Cogeneración	5.845	5.722	5.663	5.612	5.594	5.585
Residuos no renovables	449	442	432	445	426	426
Residuos renovables	157	157	157	170	170	170
Potencia total	104.117	110.008	110.966	113.587	119.414	126.102

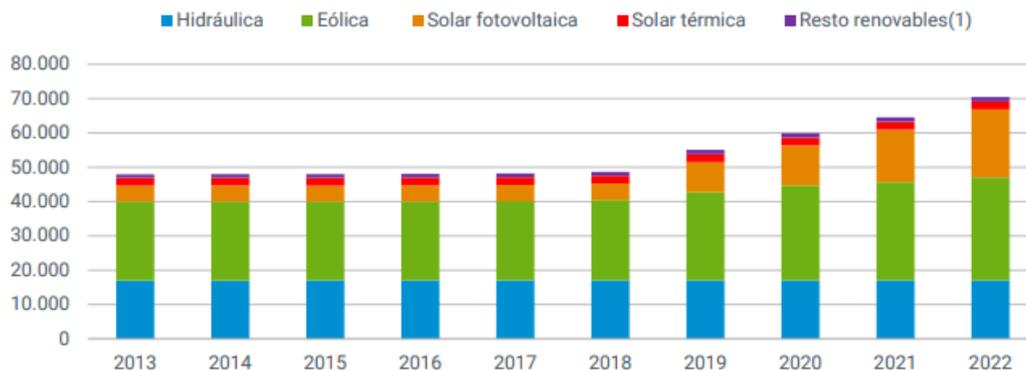
Tabla 7. (2018-2023) Potencia GW histórica por tecnología España. REE

La Tabla 7, permite extraer las siguientes conclusiones:

1. En términos globales se ha aumentado la potencia instalada en el parque generador español a partir de 2019 debido, fundamentalmente, a la entrada de capacidad renovable. Se está sustituyendo centrales de base, como carbón, por centrales de energías renovables (variables), provocando un aumento de la capacidad instalada en el parque de generación español.
2. La entrada de potencia renovable ha aumentado notablemente año a año, produciéndose desde 2019 una mayor potencia instalada de recursos renovables con respecto a energías no renovables.
3. Debido a las políticas de limitación de emisiones de gases de efecto invernadero se ha producido una gran disminución de las centrales de carbón.

4. Anteriormente, la tecnología energética con mayor potencia instalada en España eran los ciclos combinados, con un total de 26,6 GW (cuota de mercado del 25 %). Actualmente, ha sido desplazada por la energía eólica. La capacidad eólica instalada actual es de más de 30 GW.

Centrándose en la energía generada a partir de fuentes renovables, se puede apreciar en Figura 9 como desde 2013 hasta 2018, la potencia instalada de este tipo de tecnologías estaba en torno a los 48 GW instalados, estando en 2022 en 70 GW [11].



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.
Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014.

Figura 9. Evolución anual de la potencia instalada (GW) de EERR

La mayor parte de esta nueva entrada se debe a la energía solar fotovoltaica, como ya se adelantó anteriormente.

Tras analizar la potencia instalada, o, dicho de otra forma, la capacidad de generación del parque español, conviene analizar la demanda cubierta por cada tecnología. Esto permitirá ver la evolución hacia la sostenibilidad del sistema.

De forma análoga a la potencia instalada, se va a analizar la demanda cubierta por cada tecnología. Para ello, la Tabla 8 muestra la evolución de la generación anual por tecnología [11].

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidráulica	28.383	36.115	18.451	34.117	24.719	30.632	29.626	17.911	25.330
Turbinación bombeo	2.895	3.134	2.249	1.994	1.646	2.751	2.649	3.776	5.204
Nuclear	54.662	56.022	55.539	53.198	55.824	55.758	54.041	55.934	54.276
Carbón	52.616	37.314	45.019	37.277	12.671	5.021	4.983	7.762	3.868
Fuel + Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motores diésel	3.345	3.602	3.456	3.178	2.836	2.399	2.517	2.548	2.511
Turbina de gas	916	616	871	1.049	671	407	424	657	754
Turbina de vapor	2.223	2.536	2.674	2.455	2.189	1.388	1.108	1.207	1.218
Ciclo combinado	29.027	29.006	37.066	30.044	55.242	44.023	44.500	68.137	46.050
Hidroeléctrica	8	18	20	24	23	20	23	23	17
Eólica	48.118	47.697	47.907	449.581	54.245	54.906	60.526	61.195	62.649
Solar fotovoltaica	8.244	7.977	8.398	7.766	9.252	15.302	20.981	27.906	37.472
Solar térmica	5.085	5.071	5.348	4.424	566	4.538	4.706	4.123	4.696
Otras renovables	3.433	3.426	3.610	3.557	3.618	4.482	4.720	4.660	3.594
Cogeneración	25.201	25.909	28.212	29.007	29.615	27.030	26.091	17.750	17.314
Residuos no renovables	2.480	2.607	2.608	2.435	2.222	2.016	2.239	1.900	1.319
Residuos renovables	818	785	877	874	890	726	878	878	846
Generación total	267.454	261.836	262.306	260.982	260.829	251.399	260.011	276.368	267.120

Tabla 8. (2015-2023) Evolución de la cobertura anual de la demanda (TWh), por tecnología, en España. REE

De la Tabla 8 se pueden sacar las siguientes conclusiones:

1. La producción nacional en barras de central (incluyendo las pérdidas) ha aumentado considerablemente hasta 2022 con respecto a años anteriores. Sin embargo, posteriormente, ha disminuido en 2023, debido fundamental a una mayor eficiencia y al peso del autoconsumo. La mayor eficiencia se debe en parte a los fondos europeos que buscaban la descarbonización de Europa implantando medidas como la subvenciones a fondo perdido en materia de eficiencia.
2. La generación renovable en 2023 ha aumentado considerablemente (+ del 24,0 %) con respecto al 2015.
3. La generación no renovable ha disminuido escasamente hasta alcanzar la cota inferior a 160 TWh en 2023.
4. Por otro lado, en 2023 la tecnología con mayor participación en la generación es la energía eólica, seguida por la energía nuclear (previamente, la tecnología líder).
5. Por último, cabe destacar que la energía nuclear, con tan sólo 7 GW de potencia instalada ocupa el segundo puesto de generación aportada al sistema. Eso es debido a que tiene un alto nivel de horas equivalentes de funcionamiento (ratio entre la energía generada y la capacidad instalada).

Ese aumento de la generación renovable, especialmente en la tecnología solar fotovoltaica, es debido a varios factores, entre los que destacan:

- El compromiso adquirido por España para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. A partir del Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se empezó a expandir la generación renovable y, por ende, el autoconsumo. En este RD se regula las modalidades de autoconsumo.
- La madurez de la tecnología. Como se puede observar en la Figura 10 [3] el coste de la energía FV ha bajado notablemente en los últimos años, llegando a unos valores de LCOE

que la hacen competitiva con el resto de tecnologías de combustión.

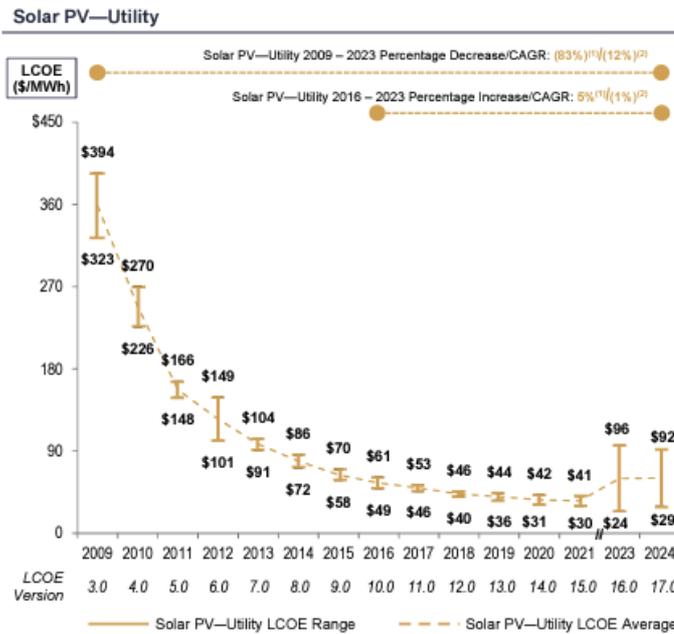


Figura 10. (2009-2024) Reducción LCOE FV. Lazard.

Por lo tanto, con el objeto de reducir los costes productivos mediante el aprovechamiento de la irradiación solar existente en la zona de la fábrica, se va a estudiar la construcción de una instalación FV para autoconsumo de 1609 kWp, sobre las cubiertas de las naves que conforman el centro de producción del cliente.

La instalación FV se conectará a la red interior de la fábrica, dotando a la misma de energía eléctrica. Por otro lado, se exportará la energía sobrante, siempre y cuando la energía vertida a la red no supere lo establecido en los permisos de acceso y conexión del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Los componentes necesarios para una instalación fotovoltaica son los siguientes:

- Paneles solares [12]

Los paneles utilizados, cuyas características principales se presentan en la Tabla 9. Los paneles tienen una garantía de rendimiento del 85 % a los 25 años. Es decir, cuando los paneles lleguen a tener una vida de 25 años, su rendimiento debe ser igual o superior al 85% del rendimiento de su primer año.

ELÉCTRICAS (at STC: 1000 W/m ² ; 25 °C; AM 1.5G)	
Potencia máx. (W)	455 W
Eficiencia	20,4 %
Corriente de cortocircuito (Isc)	11,41 A
Corriente de máxima potencia (Imáx)	10,88 A
Tensión de máxima potencia (Vmáx.)	41,82 V
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,85
Coeficiente de temperatura para Isc (α_{Isc})	+0.044%/°C
Coeficiente de temperatura para Voc (β_{Voc})	-0.272%/°C
Coeficiente de temperatura para Pmax (γ_{Pmp})	-0.35%/°C

Tabla 9. Características eléctricas Paneles Solares. Elaboración propia

- Estructura soporte [13]

Las estructuras son esenciales, ya que complementan y sujetan los paneles solares a una superficie física, a su vez, que proporcionan la inclinación para la captación de energía.

Existen diversos tipos; triangular, coplanar, lastrada, móviles, flotantes etc. En nuestro caso, vamos a estudiar la estructura coplanar, ya que es la que mejor se adapta al cliente estudio.

Se ha elegido la estructura coplanar para aprovechar las inclinaciones disponibles en la cubierta de la fábrica.

- Inversores

Es el equipo que convierte la energía continua que recibe de los diferentes *strings* en energía alterna, sincronizada con la red de distribución. Es éste el encargado de garantizar que, con una potencia de entrada variable, maximice la potencia que el generador FV proporciona en su vida útil. Al final, su función no es más que transformar la energía de una fuente de corriente continua en una fuente de corriente alterna.

Son elementos con muy alta eficiencia.

- Centro de transformación

Su función esencial es distribuir la energía eléctrica a tensiones de diferentes niveles, al mismo tiempo que facilita la conexión con líneas y redes. Con ellos el montaje en la fábrica será más rápido.

- Transformador de potencia.

La función de esta máquina es variar la tensión de un circuito de corriente alterna manteniendo su potencia. No hay que olvidar que el cliente tiene una tarifa 6.1 TD. Es decir, es una tarifa de media-alta tensión, por ello es necesario un transformador de potencia que elevará la tensión de 800 V (salida de los inversores) hasta los 15 kV, tensión de servicio de la línea en la que se conectará la central a red interna de la fábrica, de 2 MVA de potencia y 50Hz.

- Canalizaciones

Necesarias para los diferentes cables de la instalación. Los cables se guiarán desde la cubierta hasta los inversores y de ahí, hasta el centro de transformación. A su vez, deberá existir una puesta a tierra para cumplir con los reglamentos de baja tensión.

Además, de todos los equipos, la instalación, como cualquier proyecto de ingeniería tiene un coste asociado a:

- Obra civil
- Montajes
- Ingeniería
- Seguridad y Salud
- Operación y Mantenimiento

5 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Como se ha indicado, en este trabajo se analizará la de viabilidad del almacenamiento electroquímico mediante baterías de ion-litio para un cliente industrial. Para ello es necesario el análisis breve del estado de arte del almacenamiento, a su vez de repasar diferentes tecnologías centrando el análisis en las baterías de ion- litio. Se puede encontrar más información sobre el almacenamiento en el anexo sistemas de Almacenamiento de Energía.

Contexto Actual

El almacenamiento es la capacidad de conservar energía para ser usada en un momento distinto al de su generación. Es una actividad que está completamente orientada a acelerar la descarbonización del sector eléctrico.

Antes de analizar cada tecnología de forma independiente conviene tener una visión generalizada de las mismas. En este contexto, y como se puede observar en la Figura 11, excluyendo el almacenamiento hidráulico, se aprecia como existen dos tecnologías claramente más utilizadas que el resto como son las sales fundidas y las baterías de Ion-Litio [14].

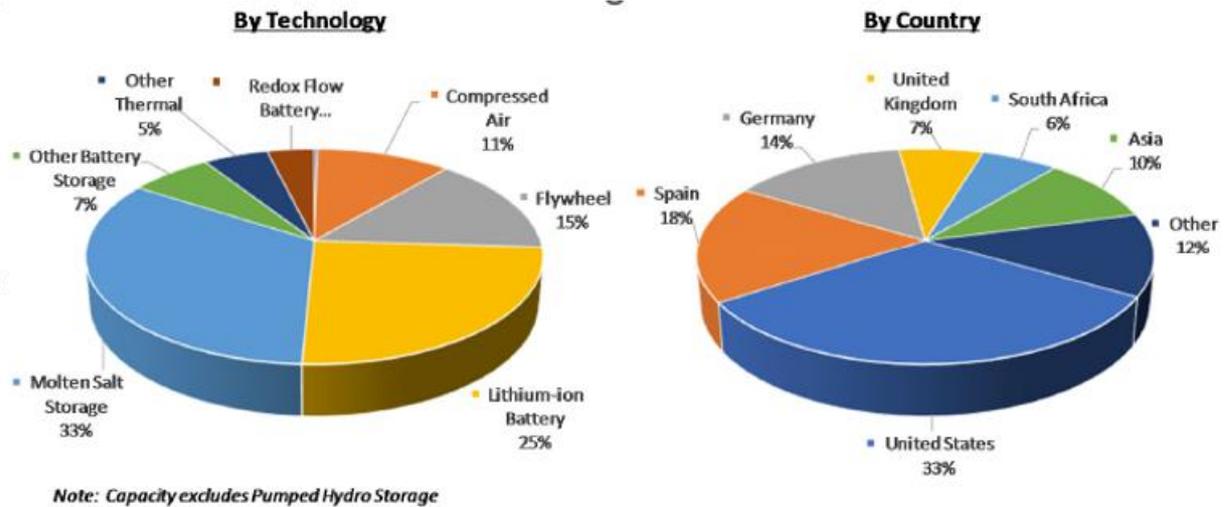


Figura 11. Capacidad de almacenamiento mundial por tecnología y país, excluyendo el almacenamiento hidráulico.

El almacenamiento hidráulico es la tecnología de almacenamiento de energía más usada a día de hoy. Actualmente ocupa más del 95 % de la capacidad mundial de almacenamiento operativa, sin embargo, tiene una gran traba como es el espacio necesario. Debido a esto, y las limitaciones o restricciones mediambientales, se hace poco viable desde el punto de vista técnico seguir instalando este tipo de almacenamiento.

Por países, excluyendo el almacenamiento hidráulico, Estados Unidos es el país con más capacidad de almacenamiento instalada (33 %) seguida de España (18 %) y Alemania (14 %).

La capacidad instalada de almacenamiento en el mundo es inferior a 160 GWh, cifra que se ve disminuida, si excluimos el almacenamiento hidráulico convencional, a cotas de 6.4 GWh.

Sin embargo, el almacenamiento tiene un rango muy amplio de servicios para los generadores, para la red y por supuesto, para el consumidor.

Para el consumidor, el almacenamiento podría conseguir que bajará su factura de electricidad por dos vías: reduciendo el coste de la energía demandada de la red (carga de la batería en horas valle y descarga en horas pico), y reduciendo también la potencia máxima demandada, con la correspondiente reducción de coste en la factura eléctrica, es decir, podría bajar tantos los costes fijos como los costes variables de la factura eléctrica.

Los costes variables de la factura eléctrica son los relacionados con la energía demandada de la red. Es un coste que depende directamente del consumo y de la hora del año que se consume por lo que si se produce una reducción del consumo energético, este coste variable bajará directamente proporcional a esa bajada.

En cuanto a los costes fijos de la factura eléctrica, son los relacionados con la potencia contratada por el punto de suministro. Dependiendo de la potencia demandada de forma horaria, el consumidor debe ajustar su potencia contratada, en principio, de forma que sea igual a la máxima potencia demandada. De esta forma el consumidor no incurrirá en tener que pagar una penalización por los excesos de potencia demandada. Si el cliente precisase menos demanda de potencia

máxima, por la función del almacenamiento, el cliente podría bajar esa máxima potencia de manda y contartada, y, por tanto, su coste en el término fijo de la factura eléctrica.

Baterías de ion-litio

Existen multitudes de tecnologías de almacenamiento, como se puede ver a continuación:

- Almacenamiento Electroquímico (Baterías Estacionarias)
- Almacenamiento Mecánico
- Almacenamiento Térmico
- Almacenamiento Químico
- Almacenamiento Eléctrico

No obstante, en este apartado se estudiarán las propuestas para el cliente, las baterías de ion-litio. Los beneficios de este tipo de tecnología son los siguientes [14]:

- Larga vida útil. Tiene una vida útil aproximada de 20 años, con ciclos de carga y descarga casi ilimitados con muy baja degradación.
- Alta flexibilidad que permite ser escalada con mayor facilidad que otros tipos de batería.
- Versatilidad.
- Alta seguridad. Son capaces de operar en un amplísimo rango de temperatura y, además, están compuestas de materiales no peligrosos. La posibilidad de arder es extremadamente baja.

Teniendo los siguientes inconvenientes:

- Degradación a altas temperaturas.
- Imposibilidad de carga rápida a muy bajas temperaturas.

Como se puede observar en la Figura 12 [15], una instalación de almacenamiento basada en baterías de ion-litio consta de la propia batería y un sistema de conversión para convertir la corriente alterna a continua y viceversa (inversor bidireccional).

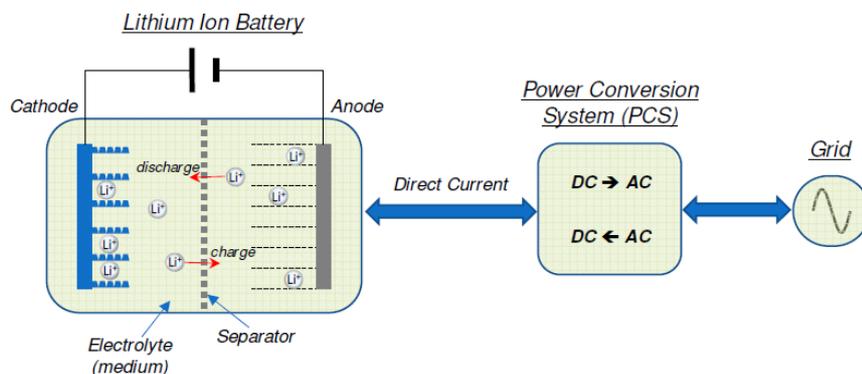


Figura 12. Principio de funcionamiento de una batería Ion-Litio conectada a la red.

Una instalación de almacenamiento eléctrico se caracteriza por dos magnitudes principales: potencia y energía.

La potencia de la instalación se refiere a la potencia del convertidor que conecta la instalación de almacenamiento con la red eléctrica, gestionando el flujo energético bidireccional entre ambos. El convertidor de potencia permite, primero, la carga de la batería (la red es el generador, el convertidor de potencia funciona como rectificador y la batería funciona como receptor) y, posteriormente, su descarga (el convertidor de potencia funciona como inversor, la batería funciona como generador y la red actúa como receptor).

El almacenamiento energético de la instalación se refiere específicamente a la cantidad de energía que puede almacenarse en la batería.

Por tanto, la potencia se refiere al convertidor y la energía a la batería. Si se prescinde del rendimiento del sistema, la energía almacenada en el dispositivo de almacenamiento (batería) es igual al producto de la potencia del convertidor por las horas de carga o descarga.

Los beneficios de este tipo de tecnología son los siguientes:

- Alta densidad de potencia y energía
- Ciclo de vida relativamente largo
- Alta capacidad, baja resistencia interna y buena eficiencia
- Simple algoritmo de carga y tiempos de carga razonablemente pequeños

Presentando los siguientes inconvenientes:

- Necesidad de circuitos de protección para prevenir posibles escapes térmicos
- Alta degradación con temperaturas elevadas y elevadas corrientes
- Imposibilidad de carga rápida para temperaturas bajo cero
- Mayor coste inicial que la tecnología convencional de plomo-ácido.

Definición de costes

Los costes principales que incluyen los sistemas de almacenamiento basados en baterías de ion-litio son los siguientes [14]

1. Bloque de Almacenamiento

El bloque de almacenamiento se refiere al conjunto formado por el módulo de la batería, rack y sistema de gestión de la batería (Battery Energy Storage Systems - BESS).

Coste del bloque de almacenamiento se hace en base a la energía del dispositivo de almacenamiento, E , y a su coste unitario, C_{SB} , en €/kWh.

2. Sistema de Balance

El de balance de sistema o balance de planta se refiere al resto de componentes de soporte para el bloque de almacenamiento. Contenedor, cableado, interruptores.

El Coste del sistema de balance se calcula en base a la energía del dispositivo de almacenamiento, E , y a su coste unitario, C_{BOS} , en €/kWh.

3. Sistema de Almacenamiento

El coste del sistema de almacenamiento, C_{SES} , es la suma del coste del bloque de almacenamiento y del coste del sistema de balance ($C_{SES} = C_{SB} + C_{BOS}$).

4. Equipos de potencia. Se refiere al convertidor bidireccional de potencia (simultáneamente rectificador e inversor) para las baterías de almacenamiento;

El Coste de los equipos de potencia se calcula en base a la potencia del convertidor bidireccional, P , y a su coste unitario, C_P , en €/kW.

5. Control y comunicación

Incluye los sistemas de gestión de energía para todos los ESS. Además, hace referencia a los sistemas eléctricos, instrumentación y controles para las plantas térmicas.

El Coste de los sistemas de control y comunicaciones se calcula en base a la potencia del convertidor bidireccional, P , y a su coste unitario, C_{CC} , en €/kW

6. Sistemas de integración

Se refiere a la integración de los diferentes componentes.

El Coste del sistema de integración se calcula en base a la energía del dispositivo de almacenamiento, E , y a su coste unitario, C_{SI} , en €/kWh.

7. Ingeniería, adquisición y construcción (EPC)

Se refiere a la ingeniería, así como la ubicación, instalación y puesta en marcha del proyecto.

El Coste de Ingeniería, adquisición y construcción (EPC) se calcula en base a la energía del dispositivo de almacenamiento, E , y a su coste unitario, C_{EPC} en €/kWh.

8. Desarrollo del proyecto

Costes que incluye los permisos y la financiación.

El Coste de desarrollo del proyecto se calcula en base a la energía del dispositivo de almacenamiento, E , y a su coste unitario, C_{DP} en €/kWh

9. Integración a la red

Costes asociados a la conexión con la red, incluyendo costes del transformador, medida y aislamiento.

El Coste de integración a la red se calcula en base a la potencia del convertidor bidireccional, P , y a su coste unitario, C_{SI} en €/kW

- Costes Operación

Incluye costes como el mantenimiento, garantías y seguros.

- Costes de Desmantelamiento

Costes asociados a la desconexión, desmontaje, reciclado y desecho.

Tendencias de Coste Baterías Ión-Litio

Es importante ver la tendencia del coste de las baterías y así ver su evolución a lo largo de los últimos años.

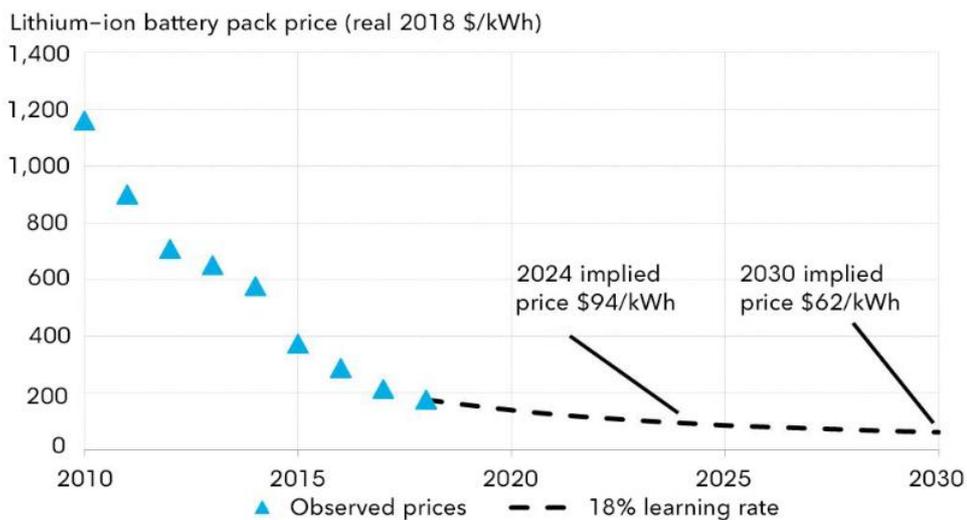


Source: BloombergNEF. Historical prices have been updated to reflect real 2023 dollars. Weighted average survey value includes 303 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles, and stationary storage.

Figura 13. (2013-2023) Tendencia actual Precio baterías de Ión-Litio. BloombergNEF

Se aprecia en la Figura 13. (2013-2023) Tendencia actual Precio baterías de Ión-Litio. BloombergNEF **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** como existe una clara tendencia bajista en el precio de las baterías de ión-litio consolidándose en el año 2023, según BloombergNEF en 139 \$/kWh

Lithium-ion battery price outlook



Source: BloombergNEF

Figura 14. Estimación precios Batería ión-litio. BloombergNEF

Actualmente, y como se observa en la Figura 13 y Figura 14 el valor de la celda de la batería ha bajado considerablemente. Su coste ha reducido casi un 80% con respecto al 2013. Esto es debido al despliegue del uso de las baterías, a los avances tecnológicos y, por consiguiente, a la madurez de la tecnología.

No obstante, en 2022 se produjo un aumento del 7% con respecto al 2021 por primera vez. Además, en 2023 también ha aumentado respecto al año anterior debido principalmente a la incertidumbre provocada por la covid-19 y por la interrupción de suministro del metal debido a la Guerra de Rusia en Ucrania.

La volatilidad es grande y es complicado adelantarse al futuro para saber el precio de la batería en 2030. No obstante, y según BloombergNEF, se espera que el precio de la batería caiga a niveles en torno a 62 \$/kWh para el año 2030. Una bajada más que significativa respecto de los valores actuales.

2021 & 2030 Lithium-ion LFP
Installed Costs & Performance Parameters

ESS Installed Cost	ESS	Storage System	1 MW								10 MW							
			2 hr		4 hr		10 hr		24 hr		2 hr		4 hr		10 hr		24 hr	
			2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030
		DC Storage Block (\$/kWh)	\$184.94	\$121.02	\$182.27	\$119.28	\$178.80	\$117.00	\$175.54	\$114.87	\$176.21	\$115.31	\$173.67	\$113.64	\$170.36	\$111.48	\$167.25	\$109.45
		DC Storage BOS (\$/kWh)	\$45.55	\$34.01	\$42.38	\$31.64	\$40.06	\$29.92	\$38.75	\$28.93	\$43.40	\$32.41	\$40.38	\$30.15	\$38.17	\$28.50	\$36.92	\$27.57
		Power Equipment (\$/kW)	\$84.65	\$74.88	\$84.65	\$74.88	\$84.65	\$74.88	\$84.65	\$74.88	\$73.05	\$64.62	\$73.05	\$64.62	\$73.05	\$64.62	\$73.05	\$64.62
		C&C (\$/kW)	\$40.01	\$29.87	\$40.01	\$29.87	\$40.01	\$29.87	\$40.01	\$29.87	\$7.75	\$5.78	\$7.75	\$5.78	\$7.75	\$5.78	\$7.75	\$5.78
		Systems Integration (\$/kWh)	\$56.56	\$47.99	\$50.16	\$42.56	\$45.87	\$38.92	\$43.73	\$37.10	\$51.62	\$43.80	\$46.66	\$39.59	\$43.24	\$36.69	\$41.48	\$35.19
		EPC (\$/kWh)	\$69.88	\$59.29	\$61.20	\$51.92	\$55.44	\$47.04	\$52.64	\$44.67	\$62.33	\$52.88	\$56.18	\$47.67	\$51.97	\$44.10	\$49.80	\$42.26
		Project Development (\$/kWh)	\$83.85	\$71.15	\$73.43	\$62.31	\$66.53	\$56.45	\$63.17	\$53.60	\$74.79	\$63.46	\$67.42	\$57.20	\$62.37	\$52.92	\$59.76	\$50.71
		Grid Integration (\$/kW)	\$30.94	\$26.25	\$30.94	\$26.25	\$30.94	\$26.25	\$30.94	\$26.25	\$24.81	\$21.05	\$24.81	\$21.05	\$24.81	\$21.05	\$24.81	\$21.05
		Total Installed Cost (\$/kWh)	\$518.59	\$398.98	\$448.34	\$340.46	\$402.25	\$302.42	\$380.32	\$284.63	\$461.15	\$353.58	\$410.70	\$311.11	\$376.67	\$282.83	\$359.62	\$268.98
		Total Installed Cost (\$/kW)	\$1,037	\$798	\$1,793	\$1,362	\$4,023	\$3,024	\$9,128	\$6,831	\$922	\$707	\$1,643	\$1,244	\$3,767	\$2,828	\$8,631	\$6,456
Operating Costs																		
		Fixed O&M (\$/kW-yr)	\$3.17	\$2.69	\$5.05	\$4.28	\$10.59	\$8.99	\$23.30	\$19.77	\$2.79	\$2.37	\$4.59	\$3.89	\$9.87	\$8.38	\$21.98	\$18.65
Decommissioning Costs																		
		Recycling/Disposal (\$/kWh)	\$2.65	\$0.00	\$2.65	\$0.00	\$2.65	\$0.00	\$2.65	\$0.00	\$2.65	\$0.00	\$2.65	\$0.00	\$2.65	\$0.00	\$2.65	\$0.00

Tabla 10. Precios batería de ión-litio 2021-2030

Sin embargo, y como se aprecia en la Tabla 10 no solo hay que analizar los costes de la celda. La instalación de una batería de almacenamiento es un proyecto energético que requiere una serie de costes que hacen menos competitivo el proyecto, como ya se explicó.

Una vez explicados cada uno de los inputs, los valores utilizados en este trabajo se presentan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Concepto	Valor
Potencia Nominal kW	100
Capacidad Energética kWh	344
Eficiencia %	86
Horas de carga y descarga h	4
Subvención %	0
Ciclos carga y descarga	4.000
Degradación anual %	0,34
Gradiente de precios mínimo €/MWh	15
Inversión Potencia €/kW	1.630
Tipo Interés %	4
Inversión Capacidad Energ. €/kWh	407,58
Inversión Total €	326.032
Otros costes anuales €/kW	5
Otros costes anuales €	450
Inflación %	2,50

Tabla 11. Inputs usados para el cálculo de la viabilidad de la batería

6 FACTURA ELÉCTRICA

Hasta finales del siglo XX, el Gobierno era el único encargado de fijar los precios de la electricidad para los consumidores provocando que sólo existiera un tipo de mercado, el mercado regulado. Sin embargo, a finales de 1997 y principios de 1998, comenzó en España el proceso de liberalización provocando una mayor competitividad en el suministro de energía y en el aumento de la calidad del servicio.

Este proceso de liberalización fue bastante largo ya que no se hizo efectivo hasta 2009. A partir de ese instante, el consumidor tenía la potestad de poder elegir el tipo de mercado (tarifa), y, por consiguiente, la comercializadora eléctrica.

Mercado Regulado

En el mercado regulado se encuentra la tarifa regulada denominada Precio Voluntario Pequeño Consumidor, por sus siglas PVPC [5].

A este tipo de tarifa sólo pueden acogerse los consumidores domésticos de Baja Tensión con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW. El precio de la energía cambia todas las horas del día dependiendo de la formación de precios de electricidad en el mercado mayorista/diario, como se comentó anteriormente, y de los peajes y cargos de acceso, cuyos costes están regulados.

Las tarifas PVPC pueden ofrecerlas únicamente las comercializadoras de referencia. Las comercializadoras de referencia son compañías que operan en el mercado regulado y están supervisadas por el Gobierno. Éstas deben cumplir una serie de requisitos como son:

- Permanecer a un grupo empresarial que haya suministrado energía a más de 100.000 clientes de media en el último año. Número que se ve disminuido para Ceuta y Melilla a los 25.000 clientes de media. Además, la unidad de comercialización tiene que haber tenido más de 25.000 clientes en el último año.
- Debe tener un capital social por encima de los 500.000 €
- Antes de ser comercializadora de referencia, debe haber sido comercializadora de mercado libre durante 3 años no pudiendo estar suspendida en esos tres últimos años.

En España hay un total de 8 comercializadoras de referencia. Éstas son: [16]

- Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU
- Teramelcor. Para Melilla
- Comercializadora de Referencia Energético, SLU
- Régsiti Comercializadora Regulada, SLU
- Comercializadora Regulada, Gas & Power, SA
- Curenergía Comercializador de Último Recurso, SAU
- Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SA. Para Ceuta

No se puede acabar el mercado regulado sin nombrar el Bono Social de Electricidad [17]. El Bono Social es un descuento en la factura eléctrica en el término de energía aplicando unos porcentajes u otros dependiendo del caso. El Real Decreto-ley 18/2022 actualiza el bono social de electricidad para los hogares con bajos ingresos y tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024, aunque se actualiza anualmente. Actualmente, el descuento es del 65 % para los consumidores vulnerables y del 80 % para los consumidores vulnerables severos.

Los requisitos para acogerse a él son:

- El consumidor tiene que estar acogido al PVPC
- Tiene que ser vivienda habitual del titular
- La renta del titular del punto de suministro, o en caso de formar parte de una unidad de convivencia, la renta conjunta anual de la unidad de convivencia a la que pertenezca sea igual o inferior a 2 veces el IPREM de 14 pagas (16.800€) y superior a 1,5 veces el IPREM de 14 pagas (12.600€). Cuando la unidad de convivencia esté formada por más de una persona, el multiplicador de renta respecto al índice IPREM de 14 pagas se incrementará en 0,3 por cada miembro adicional mayor de edad que conforme la unidad de convivencia y 0,5 por cada menor de edad de la unidad de convivencia (entendiendo por unidad de convivencia lo dispuesto en el artículo 3.2 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre).

Además, el bono social presenta una serie de beneficios a destacar:

- Los beneficiarios cuentan con un periodo más prolongado para hacer frente a facturas impagadas (6 meses) que el resto de los consumidores (una factura impagada)
- No se le podrá interrumpir el suministro en caso de impago si:
 - Hay un menor de 16 años en la unidad familiar

- Existe un miembro familiar con una discapacidad igual o superior al 33% o con grado de dependencia II o III.

Mercado Libre

Este tipo de mercado no son regulados por el Gobierno. En él, el consumidor se suscribe a algunas de las tarifas que ofrece el comercializador. Existen multitud de tarifas en las que el cliente puede elegir la que mejor se adapte a su forma de consumo.

Además, se comentó anteriormente que el mercado regulado acoge sólo a clientes de B.T. cuya potencia contratada sea igual o inferior a 10 kW. Para el resto de los clientes, sólo existe este tipo de mercado. En el del cliente objeto estudio, su potencia contratada es mayor a 10 kW, por lo tanto, pertenece al mercado libre, suscribiéndose a la tarifa que le ofrezca la empresa comercializadora elegida.

Según el último informe publicado de la Comisión Nacional de Mercados y Valores, CNMC [18] en el sector eléctrico en 2021, existían un total de 391 comercializadoras de energía eléctrica en el mercado libre.

En la Figura 15 [18] se aprecia que en 2021 sólo existían 4 grupos empresariales con una cuota de ventas superior al 5 %. Éstas son:

- Endesa (31%)
- Iberdrola (23%)
- Naturgy (10%)
- EDP (6%)

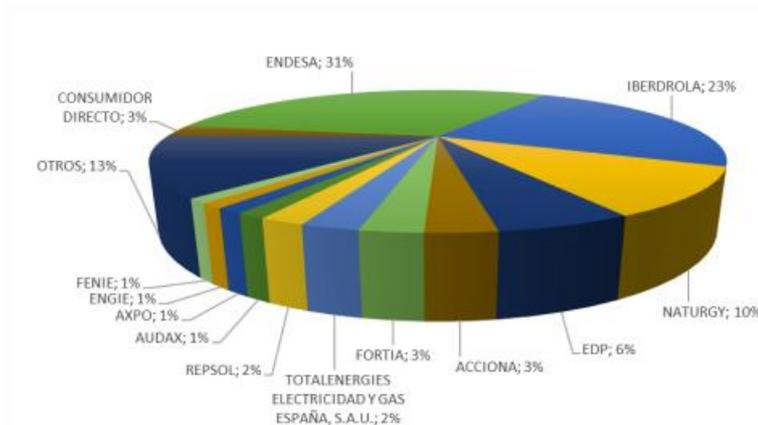


Figura 15. Cota de mercado por comercializadora 2021. CNMC

Estos cuatro grupos aglutinaron el 70 % de toda la energía suministrada a nivel nacional en el mercado libre.

En la Tabla 12 se observa como el precio medio en el mercado regulado (PVPC), desde 2015

hasta 2020, ha sido inferior al precio del mercado doméstico libre. Sin embargo, también se observa como en 2021 ocurre lo contrario. Eso es debido a que el precio de mercado regulado depende de la formación de precios de la electricidad en el mercado mayorista y, debido a problemas de suministro con el gas natural y a la guerra de Ucrania, el precio mayorista aumentó notablemente ya a finales de ese año. Esto conlleva que actualmente, a día de hoy, el mercado libre sea más económico que el mercado regulado.

AÑO	Doméstico P<=10 kW PVPC(*)	Doméstico Mercado libre	PYME Mercado libre	Industrial Mercado libre
2018	240	264	181	119
2019	224	269	189	119
2020	203	272	187	106
2021	285	259	190	158
2022	374	316	311	258

Tabla 12. Precios medios finales (€/MWh), impuestos incluidos, según el tipo de consumidor según información de facturación declarada por las comercializadoras. CNMC

El número de clientes de electricidad, a cierre de 2022 [19] , eran de 30,1 millones de clientes, de los cuales 21,4 millones estaban en el mercado libre y 8,7 millones en el mercado regulado.

Tarificación eléctrica

Al analizar una factura eléctrica se hace prioritario conocer la metodología de tarificación eléctrica vigente actualmente en España.

Las tarifas eléctricas son [20]:

1. 2.0 TD

Será de aplicación a aquellos suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV, con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos. Esta tarifa consta de 2 periodos de potencia y 3 periodos de energía.

2. 3.0 TD

Aplicará aquellos clientes con una tensión en red no superior a 1 kV y con potencia contratada mayor a 15 kW en alguno de los seis periodos. Este peaje consta de 6 periodos de potencia y 6 términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia, P_n , contratada en el periodo n , sea igual o superior a la potencia contratada, P_{n+1} , en el periodo $n+1$.

3. 6.1 TD

Aplicará aquellos clientes con una tensión en red situada entre los 1 kV y los 30 kV. Este peaje consta de 6 periodos de potencia y 6 términos de energía consumida. Las potencias contratadas en

los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en el periodo n , sea igual o superior a la potencia contratada en el periodo $n+1$.

4. 6.2 TD

Aplicará aquellos clientes con una tensión en red situada entre los 30 kV y los 75 kV. Este peaje consta de 6 periodos de potencia y 6 términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en el periodo n , sea igual o superior a la potencia contratada en el periodo $n+1$.

5. 6.3 TD

Aplicará aquellos clientes con una tensión en red situada entre los 75 kV y los 145 kV. Este peaje consta de 6 periodos de potencia y 6 términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en el periodo n , sea igual o superior a la potencia contratada en el periodo $n+1$.

6. 6.4 TD

Aplicará aquellos clientes con una tensión en red superior a 145 kV. Este peaje consta de 6 periodos de potencia y 6 términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en el periodo n , sea igual o superior a la potencia contratada en el periodo $n+1$.

Existen otras tarifas relacionadas con el autoconsumo y con el vehículo eléctrico.

El cliente objeto estudio tiene una tarifa 6.1 TD con potencias contratadas en cada periodo según se muestra en la Tabla 5.

Componentes Factura Eléctrica

Una vez analizado los dos tipos de mercados existentes, se hace necesario saber todos y cada uno de los costes que tiene que afrontar el consumidor para analizar su viabilidad para los objetivos marcados en este proyecto.

Anteriormente se ha explicado la formación de los precios eléctricos para un cliente (precios negociados en un mercado organizado). No obstante, actualmente en la factura de electricidad hay más costes, los cuales tienen que ser abordados por el cliente mediante su tarifa contratada.

Estos costes, incluidos en la tarifa, son los siguientes:

1. Peajes.

Tanto en término de potencia (€/kW) como en términos de energía (€/kWh). La energía no se consume donde se genera, por lo tanto, es necesario, primero, generarla, pero luego hay que usar las redes de transporte y distribución para ponerla a disposición del consumidor final. La **CNMC** calcula el coste anual de estas redes y las distribuye a los clientes en función de su tarifa contratada.

De forma aproximada, este coste es de unos 1500 M€/año en las redes de transporte y de unos 5300 M€/año en las redes de distribución.

2. Cargos

Al igual que los peajes se aplica tanto en término de potencia (€/kW) como en términos de energía (€/kWh) y depende de la tarifa contratada por el consumidor. Son costes motivados por políticas energéticas que se han ido acometiendo a lo largo del tiempo.

Estos costes son los siguientes:

1. Retribución a renovables y cogeneraciones: 6400 M€/año. Este coste se refiere a las primas que reciben las instalaciones anteriores a 2013.
2. Coste de la deuda del sector eléctrico: 2400 M€/ año. Responde al hecho de que el sistema eléctrico tiene unos ingresos y costes regulados que no han estado en equilibrio.
3. Extracostes por generación en territorio no peninsulares: 700 M€/año

Tanto los peajes como los cargos son regulados por la CNMC y el Gobierno de España. En la Tabla 13, se observan estos costes por tarifa.

Grupo tarifario	Término de Potencia peajes y cargos (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	25,391661	0,968852	0	0	0	0
3.0 TD	15,713047	9,547036	4,658211	4,14256	2,285209	1,553638
6.1 TD	24,414407	14,692911	11,328635	9,250764	1,727525	0,9679
6.2 TD	15,403115	9,884764	6,439198	5,494646	1,062003	0,615925
6.3 TD	12,287597	7,417845	5,901005	4,798116	1,000746	0,643682
6.4 TD	8,197568	4,560304	3,48437	3,199933	0,517041	0,342328

Grupo tarifario	Término de Energía peajes y cargos (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,076974	0,027963	0,002752	0	0	0
3.0 TD	0,048443	0,030938	0,017361	0,010389	0,003561	0,002192
6.1 TD	0,035204	0,021531	0,012716	0,008037	0,002112	0,001276
6.2 TD	0,018115	0,011154	0,006183	0,004023	0,001049	0,000589
6.3 TD	0,015516	0,009442	0,00565	0,003682	0,000894	0,000549
6.4 TD	0,010701	0,006246	0,003845	0,002595	0,000388	0,000245

Tabla 13. Cargos y peajes electricidad 2024 [21] [22]

3. Tipos de equipo de medida

Antes de analizar las penalizaciones por los excesos de potencia demandada conviene saber los tipos de equipo de medida que existen, ya que la facturación de potencia demandada depende del tipo de contador (equipo de medida) del cliente que, a su vez, depende de las potencias y energías demandadas. Los equipos de medida (contador) son los siguientes:

1. Tipo 1. Potencia contratada igual o superior a 10 MW, 12 MVA o energía consumida igual o superior a 5 GWh

2. Tipo 2. Potencia igual o superior a 450 kW, 450 kVA o 750 MWh
3. Tipo 3. Lo que no entran en ninguna de las otras categorías.
4. Tipo 4. Potencia igual o inferior a 50 kW o 50 kVA y superior a 15 kW o 15 kVA
5. Tipo 5. Clientes con potencia igual o inferior a 15 kW o 15 kVA

Para clientes con un contador (equipo de medida) tipo 5 el control de potencia demandada se realizará mediante la apertura del elemento de corte del contador cuando se exceda el valor contratado. Mediante el Interruptor de Control de Potencia (ICP) tarado al amperaje. Si el punto es ininterrumpible, se facturará de forma similar a los contadores tipo 4.

Los clientes con contador tipo 4, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto-horaria máxima demandada en cada período tarifario.

En los puntos de suministro con equipo de medida tipos 1, 2 y 3 el control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto-horarias de los equipos de medida.

4. Excesos de Potencia

En el caso que la potencia demandada supere la potencia contratada por el cliente, la facturación del exceso de potencia será de la siguiente forma:

- Puntos de suministro con equipos de medida tipo 1,2 o 3 [20]:

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{P=i} K_p \times t_{ep} \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - Pc_p)^2}$$

Donde:

F_{EP} : Facturación en concepto de excesos de potencia.

K_p : Relación de precios por periodo horario p , calculada como el cociente entre el término de potencia del periodo p respecto del término de potencia del periodo 1 del peaje correspondiente.

t_{ep} : Término de exceso de potencia, expresado en €/kW, del peaje correspondiente.

El término del exceso de potencia, se determinará de forma que, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje, la facturación de acceso que resulte de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultaría de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, con la restricción de que la facturación de acceso que resulta para el periodo 1 tras la optimización nunca sea negativa. El término resultante se incrementará en un 20 % al objeto de desincentivar la contratación de potencias inferiores a las realmente demandadas.

Pd_j : Potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora j del periodo horario p en que se haya sobrepasado Pc_p , expresada en kW. En el caso de que el equipo de medida no disponga de capacidad de registro cuartohoraria, se considerará la misma potencia demandada en todos los cuartos de hora.

Pc_p : Potencia contratada en el periodo horario p , expresada en kW.

i : Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

Los valores tp , kp y tep son regulados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Los correspondientes al 2024 son los que aparecen en la resolución de 21 de diciembre de 2023, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2024 [23].

Para el resto de equipos de medida (puntos de suministro con tipo medida 1, 2 y 3) el precio del exceso de potencia se puede observar en la Tabla 14. Como puede verse, tiene una penalización superior a 3.

	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de potencia (€/kW).	3,013070	3,395810	3,566788	3,312680	3,019048	2,915852

Tabla 14. Precio del exceso de potencia clientes contador tipo 1, 2 y 3 (2024). BOE

	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Kp.	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,034665	0,640766	0,620828	0,666078	0,621562	0,563080
	3		0,275670	0,482845	0,427424	0,500437	0,432501
	4		0,232691	0,381770	0,355531	0,395142	0,393593
	5		0,077884	0,015816	0,018151	0,032600	0,026604
	6		0,077884	0,015816	0,018151	0,032600	0,026604

Tabla 15. Coste Kp para clientes con contador tipo 1, 2 y 3 (2024). BOE

Para los puntos de medida tipo 4 y 5, los precios del término de exceso de potencia (€/kW y día) actualmente vigente (2024) son los que aparecen en la Tabla 16.

	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de potencia (€/kW y día).	0,099060	0,111643	0,117264	0,108910	0,099256	0,095864

Tabla 16. Precio del exceso de potencia clientes contador tipo 4 y 5 (2024). BOE

En la Tabla 15 se aprecia como el peso en el periodo 1 es mayor al resto. Esto es debido a que el objetivo de la regulación es penalizar más en las horas donde hay más demanda para así desincentivar que entre en el mercado las tecnologías menos eficientes y, además, intentar “aplanar” la curva de consumo. En la Figura 16 se observa como el consumo agregado horario no es constante, no es plano, a lo largo del día.

Con la inclusión de los peajes y de las diferentes penalizaciones se pretende intentar que el consumo horario sea más constante.

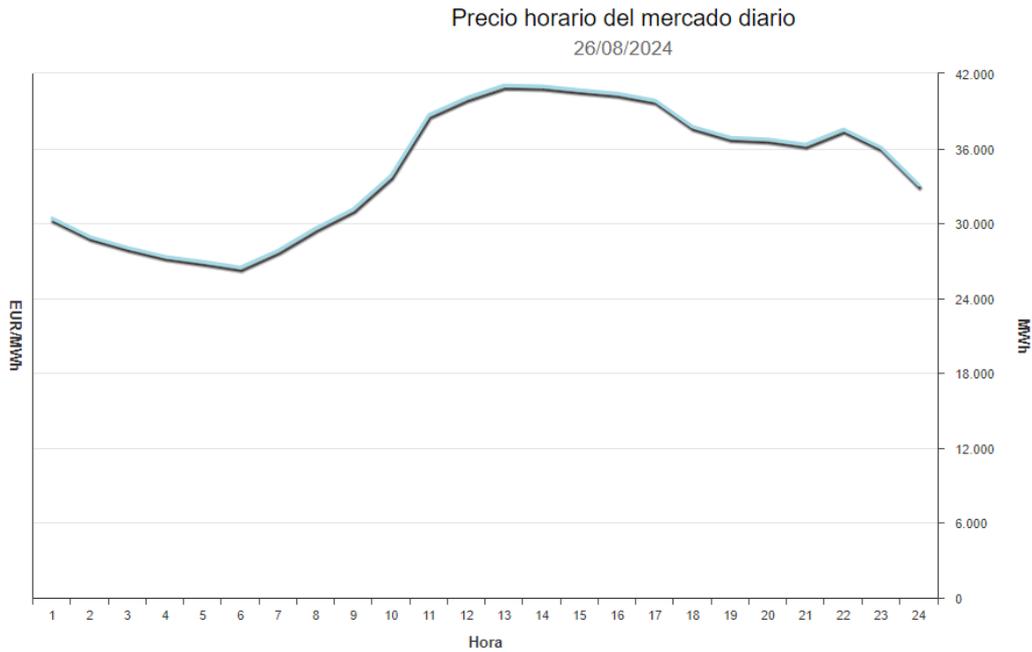


Figura 16. Energía Mercado Ibérico incluyendo bilaterales día 28/09/2023. OMIE

- Puntos de suministro con equipos de medida tipo 4 [20]:

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{P=i} t_p \times 2 \times (Pd_j - Pc_p)$$

Donde:

F_{EP} : Facturación en concepto de excesos de potencia.

t_p : Término de exceso de potencia, expresado en €/kW, del peaje correspondiente.

Pd_j : Potencia demandada en cada uno de los periodos horario p en que se haya sobrepasado Pc_p , expresada en kW.

Pc_p : Potencia contratada en el periodo horario p , expresada en kW.

i : Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

5. Penalización por excesos de energía reactiva

El término de facturación por energía reactiva aplicará a todas las tarifas, a excepción de la tarifa 2.0 TD. A su vez, penalizará siempre y cuando el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía activa durante el periodo de facturación.

Por lo tanto, existe una relación entre activa y reactiva. Entra en acción el factor de potencia o $\cos \varphi$. Este factor viene definido por la siguiente fórmula [23]:

$$\cos \phi = \frac{E_a}{\sqrt{E_a^2 + E_r^2}}$$

Donde:

E_a : Cantidad registrada por el contador de energía activa, expresada en kWh.

E_r : Cantidad registrada por el contador de energía reactiva, expresada en kVArh.

Actualmente, sólo penaliza la energía reactiva inductiva y la penalización depende del exceso de reactiva. En la Tabla 17 aparecen dichos términos penalizantes vigentes en 2024, dependiendo del factor de potencia [24]

Periodos	cos ϕ	€/kVArh
Periodos 1 a 5.	$0,80 \leq \cos \phi < 0,95$	0,0415540
	$\cos \phi < 0,80$	0,0623320

Tabla 17. Precios de los términos de energía reactiva inductiva (2024). BOE

6. Financiación del bono social

Desde el 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 de Ucrania [25] el bono social es repercutido a los consumidores, ya que en éste aparece “El bono social será asumido por los sujetos del sector eléctrico que participan en las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, incluyendo la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como por los consumidores directos en mercado.”

Su coste, desde el 1 de febrero de 2024, es de 2,299 €/año sin distinguir por tarifa.

7. Alquiler de equipos y otros conceptos

En la factura pueden aparecer otros conceptos como son el alquiler de equipo de medida, que puede ser propiedad del cliente o de distribuidora y otros conceptos tales como derechos, mantenimiento, etc.

De forma resumida, comentar que el alquiler de equipos depende de la tarifa contratada, siendo mayor a medida que aumenta la tensión del punto de suministro.

8. Impuestos

- El impuesto especial sobre la electricidad, que recae sobre todos los conceptos de la factura a excepción del alquiler de equipos. Actualmente, 5,1 %.
- IVA/IGIC o similar. No se analizará en este trabajo, ya que la empresa sólo traslada ese coste.

Periodos de la tarifa eléctrica

Otro aspecto esencial a tener en cuenta son los periodos horarios considerados por la tarifa contratada. Los periodos hacen referencia a los momentos (hora del día y día del año) en los que se produce la demanda energética, pero, son diferentes según la zona geográfica donde se encuentra el punto de suministro. Los cargos y peajes son diferentes en cada periodo de tarificación, siendo el P1 el periodo de precio más elevado y el P6 el periodo de precio más bajo.

El objetivo que intenta conseguir la regulación actual es hacer más plano el consumo diario penalizando en las horas donde el consumo, por histórico, es mayor.

La discriminación horaria es de seis periodos para todas las tarifas a excepción de la 2.0 TD. Las tarifas 2.0 TD tienen tres periodos de energía y depende del territorio que se aplique un periodo u otro según la hora del día y el día del año.

En la Tabla 18. Calendario tarifario tarifa 2.0 TD se puede observar esa diferencia, así como los periodos tarifarios correspondientes a cada zona geográfica [26]

2.0TD	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Lunes a Viernes	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Sab, Dom, y Festivos Nacionales	P3																							

2.0TD CEUTA Y MELILLA	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Lunes a Viernes	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2							
Sab, Dom, y Festivos Nacionales	P3																							

Tabla 18. Calendario tarifario tarifa 2.0 TD en el territorio peninsular y en Cuata y Melilla (2024).
Elaboración propia.

De la misma forma, ocurre con el resto de tarifas. El resto de tarifas tiene 6 periodos de energía y los periodos de éstas son los mismos para todas las tarifas, con excepción de la tarifa 2.0TD, sólo cambian un periodo u otro dependiendo de la zona geográfica.

En las Tabla 19, Tabla 20, Tabla 21, Tabla 22y Tabla 23 se puede apreciar lo comentado.

3.0TD Y 6.XTD	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Enero	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Febrero	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Marzo	P6	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3							
Abril	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Mayo	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Junio	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Julio	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Agosto	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Octubre	P6	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Noviembre	P6	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3							
Diciembre	P6	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Sab, Dom, y Festivos Nacionales	P6																							

Tabla 19. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Península (2024). Elaboración propia.

3.0TD Y 6.XTD	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Enero	P6	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P4	P4							
Febrero	P6	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P4	P4							
Marzo	P6	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P4	P4							
Abril	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Mayo	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Junio	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Julio	P6	P3	P3	P1	P1	P1	P1	P1	P3	P3	P3	P1	P1	P1	P1	P3	P3							
Agosto	P6	P3	P3	P1	P1	P1	P1	P1	P3	P3	P3	P1	P1	P1	P1	P3	P3							
Septiembre	P6	P3	P3	P1	P1	P1	P1	P1	P3	P3	P3	P1	P1	P1	P1	P3	P3							
Octubre	P6	P3	P3	P1	P1	P1	P1	P1	P3	P3	P3	P1	P1	P1	P1	P3	P3							
Noviembre	P6	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3							
Diciembre	P6	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3							
	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Sab, Dom, y Festivos Nacionales	P6																							

Tabla 20. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Canarias (2024). Elaboración propia.

3.0TD Y 6.XTD	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Enero	P6	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Febrero	P6	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Marzo	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Abril	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Mayo	P6	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3							
Junio	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Julio	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Agosto	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Septiembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2							
Octubre	P6	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3	P3							
Noviembre	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5	P5							
Diciembre	P6	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Sab, Dom, y Festivos Nacionales	P6																							

Tabla 21. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Baleares (2024). Elaboración propia

3.0TD Y 6.XTD	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	23:00
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00	
Enero	P6	P4	P4	P1	P1	P1	P1	P1	P4	P4	P4	P4	P1	P1	P1	P1	P4								
Febrero	P6	P4	P4	P1	P1	P1	P1	P1	P4	P4	P4	P4	P1	P1	P1	P1	P4								
Marzo	P6	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P4								
Abril	P6	P5	P5	P3	P3	P3	P3	P3	P5	P5	P5	P5	P3	P3	P3	P3	P5								
Mayo	P6	P5	P5	P3	P3	P3	P3	P3	P5	P5	P5	P5	P3	P3	P3	P3	P5								
Junio	P6	P5	P5	P3	P3	P3	P3	P3	P5	P5	P5	P5	P3	P3	P3	P3	P5								
Julio	P6	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3								
Agosto	P6	P4	P4	P1	P1	P1	P1	P1	P4	P4	P4	P4	P1	P1	P1	P1	P4								
Septiembre	P6	P4	P4	P1	P1	P1	P1	P1	P4	P4	P4	P4	P1	P1	P1	P1	P4								
Octubre	P6	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3								
Noviembre	P6	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P4								
Diciembre	P6	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P4								
	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
Sab, Dom, y Festivos Nacionales	P6																								

Tabla 22. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Ceuta (2024). Elaboración propia

3.0TD Y 6.XTD	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Enero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2							
Febrero	P6	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3							
Marzo	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5							
Abril	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5							
Mayo	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P4	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5							
Junio	P6	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4							
Julio	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2							
Agosto	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2							
Septiembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2							
Octubre	P6	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4							
Noviembre	P6	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P4							
Diciembre	P6	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P3							
	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Sab, Dom, y Festivos Nacionales	P6																							

Tabla 23. Calendario tarifario tarifa 6 periodos Melilla (2024). Elaboración propia

A modo resumen, lo que se produce son una serie de definiciones de “temporadas” eléctricas, donde dividen el año en cuatro temporadas.

- a. Península
 - Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre
 - Temporada media alta: marzo y noviembre

- Temporada media: junio, agosto y septiembre
 - Temporada baja: abril, mayo y octubre
- b. Canarias
- Temporada alta: julio, agosto, septiembre y octubre
 - Temporada media alta: noviembre y diciembre
 - Temporada media: enero, febrero y marzo
 - Temporada baja: abril, mayo y junio
- c. Islas Baleares
- Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre
 - Temporada media alta: mayo y octubre
 - Temporada media: enero, febrero y diciembre
 - Temporada baja: marzo, abril y noviembre
- d. Ceuta
- Temporada alta: enero, febrero, agosto y septiembre
 - Temporada media alta: julio y octubre
 - Temporada media: marzo, noviembre y diciembre
 - Temporada baja: abril, mayo y junio
- e. Melilla
- Temporada alta: enero, julio, agosto y septiembre
 - Temporada media alta: febrero y diciembre
 - Temporada media: junio, octubre y noviembre
 - Temporada baja: marzo, abril y mayo

Y dentro de todas ellas, dependiendo de la hora del día (y día de la semana o festivo) será un periodo u otro.

Sin embargo, y ejemplificando en las tarifas de seis periodos en península, las horas de precio más alto se sitúan entre las 8 h y las 14 h y entre las 18 h y las 22 h.

Estas son las horas donde históricamente se produce un mayor consumo. No obstante, últimamente se está produciendo un fenómeno denominado “curva de pato” debido a su forma, en la cual los precios de 8 h a 14 h son más bajos debido a la entrada de la energía fotovoltaica al mix energético español.

En la Figura 17. Precios horarios mercado diario 26/08/2024. OMIE se observa como el precio del

mercado mayorista en las horas solares es **mucho inferior** debido a la entrada de fotovoltaica, provocando una mayor oferta que demanda y presionando los precios hacia abajo.

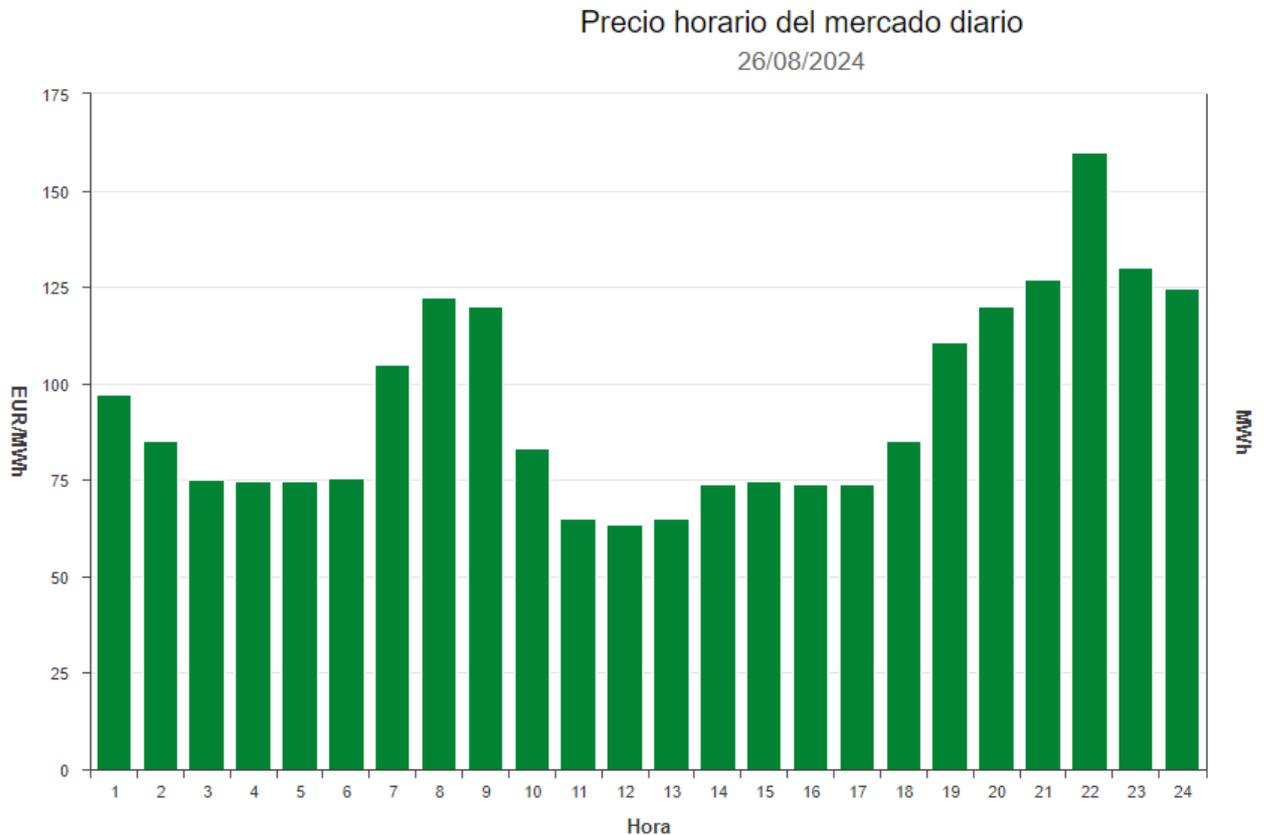


Figura 17. Precios horarios mercado diario 26/08/2024. OMIE

Modalidad de contratación

El consumidor, salvo excepciones contadas, no puede comprar su energía directamente en el pool, por ello, tiene que contratar con una comercializadora de energía y pactar-contratar con ellas un precio para su contrato. El contrato no es más que una negociación entre ambas partes donde pactan una modalidad de contratación, precios y duración del contrato.

Las modalidades de contratación más usadas por los consumidores son las que se relacionan y describen a continuación.

6.1.1 Modalidad Fija

La modalidad fija o precio fijo, es un precio acordado por ambas partes durante la vigencia de contrato. El precio, salvo cambios en componentes regulatorias, será el mismo para todo el contrato.

Con este precio, el cliente es ajeno a cualquier fluctuación que sufra el mercado, ya sea los gobernados por el OM como los gestionados por el OS. En este caso, la comercializadora asume

todo el riesgo, introduciendo en su precio la volatilidad y riesgos que estime oportuno.

6.1.2 Modalidad Indexada

La modalidad indexada, o precio indexado, es aquel contrato en el que no hay un precio fijo. Es decir, el precio del cliente varía cada hora del día en función de las fluctuaciones que sufra el mercado mayorista. En esta modalidad, los contratos principales son los siguientes:

6.1.2.1 Pass Through

Con este tipo de contratos, el riesgo es totalmente asumido por el cliente, ya que todas las componentes del mercado están indexadas.

Una fórmula típica para el precio de la energía de este tipo de contratos es la siguiente:

$$\text{Precio} = \sum_{h=1}^H [\text{EBC}_h * (\text{PMD}_h + \text{PC}_h + \text{SC}_h + \text{CSI}_h + \text{CD}_h + \text{RO} + \text{AFNEE} + \text{CO} + \text{CF} + \text{FEE})] * (1 + k)$$

Siendo:

EBC _h	Energía en Barras de Central (incluyendo pérdidas) de cada hora h, para su obtención se aplicarán los coeficientes de pérdidas reales.
PMD _h	Precio del Mercado Diario de cada hora publicado por OMIE (www.omie.es) para el sistema español.
PC _h	Pagos por Capacidad, para cada tarifa y hora.
SC _h	Sobre Costes horarios en contratación libre reales publicados en el ESIOS de REE (www.esios.ree.es).
CSI _h	Coste del Servicio de Interrumpibilidad, horario, publicado en el ESIOS de REE (www.esios.ree.es).
CD	Coste del desvío garantizado
RO	Remuneración del Operador del Sistema (REE) y del Operador del Mercado (OMIE), publicado en BOE.
AFNEE	Aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, Valor fijado en 0.50 €/MWh.
CO	Coste de Operación del comercializador.
CF	Coste Financiero del comercializador.
FEE	FEE COMERCIAL indicado en el cuadro superior derecho, y de aplicación sobre la energía medida en barras de central
k	Constante de valor 1.5% aplicable a los conceptos anteriores, correspondiente con el Impuesto Municipal.

*Para el caso de territorios nacionales no peninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla), los conceptos de la fórmula PMD y SC se agruparán en un solo término denominado Precio horario de adquisición Ph demanda (Sphdem), que puede obtenerse de la web <https://www.esios.ree.es/es>.

Es una fórmula que depende de la forma de consumir del consumidor y de las constantes que tenga negociada con su comercializadora. Por ejemplo, los términos CD, AFNEE y CO entre otros son propios de cada contrato negociado entre cliente y comercializador.

6.1.2.2 Pass Pool

Con el Pass Pool, el cliente solo asume el riesgo del mercado diario. La comercializadora le fija el precio de los servicios de ajuste. Tiene una fórmula reducida donde el resto de componentes de la fórmula anterior queda de la siguiente forma:

$$\text{Precio Energía (€/MWh)} = \text{PMM} \cdot \text{CTE}_M + \text{CTE}_A + \text{Peaje}$$

Siendo:

PMM: Precio Medio Mensual (o del rango de fechas) del Mercado Eléctrico Español OMIE y que se publica en la dirección www.omie.es, expresado en €/MWh y redondeado a dos decimales.

Peaje: ATR de energía en vigor para cada uno de los periodos y para cada tarifa, expresado en €/MWh.

CTE A: Constante a aplicar para cada uno de los periodos y para cada tarifa, expresada en €/MWh.

CTE M: Constante a aplicar para cada uno de los periodos y para cada tarifa, corresponde al apuntamiento de OMIE.

La modalidad de contratación del cliente es un producto indexado Pass Pool, su fórmula es la siguiente:

$$PE = (Ap_i \cdot (1 + p) \cdot 1.015) \cdot BL + B_i + ATR$$

La equivalencia con la formula anterior es la siguiente:

PASS POOL TÍPICA	PASS POOL CLIENTE
PMM	BL
CTE M	$((Ap)_i \cdot (1+p) \cdot 1.015) \cdot$
CTE_A	Bi
PEAJE	ATR _i

Tabla 24. Equivalencias cliente- PASS POOL

Siendo:

PE: Precio energía por periodo [€/MWh]

Ap_i: constante donde se incluye pérdidas y apuntamiento.

(1+p): constante

BL: Precio medio mercado organizado OMIE [€/MWh]

Bi: constante

ATR: peajes y cargos

Las constantes firmadas y pactadas por el cliente se pueden observar en la Tabla 25

TARIFA	COEF	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1TD	Ap _i	1,450342	1,361915	0,983387	0,873417	0,8277	0,962945
	1+p _i	1,064405	1,068041	1,060129	1,059399	1,045683	1,081194
	B _i	4,667	4,28	4,185	4,421	4,689	4,96

Tabla 25. Constantes PASS POOL firmadas por el cliente.

7 CASOS OBJETO DE ESTUDIO Y RESULTADOS

En este proyecto se estudiarán las cuatro estrategias siguientes para intentar reducir los costes de la factura eléctrica del cliente:

- Optimización de las potencias. Se tratará de determinar los valores óptimos de las potencias contratadas en cada uno de los periodos de facturación, de forma que se minimice el importe de este término de la factura anual
- Minimización del consumo de energía reactiva. Se analizará si la instalación del cliente está correctamente compensada y no se ve obligado a atender el coste evitable del complemento por exceso de consumo de energía reactiva.
- Instalación fotovoltaica de autoconsumo. Se tratará de optimizar la potencia de la instalación fotovoltaica de autoconsumo que permita minimizar el importe de la factura eléctrica anual, incluyendo la amortización de la instalación fotovoltaica.
- Instalación de un dispositivo de almacenamiento. Se tratará de optimizar la potencia y la capacidad de almacenamiento (energía almacenada) de una batería de ion-lítio que, mediante arbitraje, permita minimizar importe de la factura eléctrica anual, incluyendo la amortización de la batería.
- Instalación fotovoltaica de autoconsumo con un dispositivo de almacenamiento. Se tratará de optimizar conjuntamente los valores tanto de la potencia de la instalación fotovoltaica de autoconsumo como de la potencia y la capacidad de almacenamiento (energía almacenada) de una batería de ion-lítio que permita minimizar importe de la factura eléctrica anual, incluyendo la amortización de la instalación fotovoltaica y de la batería.

Caso 1. Optimización de Potencias.

Como se introdujo inicialmente, el cliente tiene una tarifa 6.1 TD de A.T. con unas potencias contratadas que se pueden ver en la Tabla 5 y que se repiten aquí por facilidad para el lector.

Potencias contratadas kW por el cliente. Actual					
1	2	3	4	5	6
3.200	3.200	3.500	3.500	3.500	4.000

Tabla 26. Potencias por periodo contratadas kW por el cliente. Elaboración propia.

En la factura eléctrica, el cliente tiene que pagar la parte fija, la parte dedicada a las potencias, y, además, si durante un periodo horario (cuarto-horario) demanda una potencia mayor a la contratada tiene que pagar una penalización por exceso de potencia. Por ello, es necesario realizar un estudio del consumo, de forma horaria, para saber la potencia óptima a contratar en cada uno de los periodos de facturación (P1 a P6).

En la Tabla 27 se puede observar el coste mensual del término de potencia para el cliente. En ella se desglosa en el término de potencia, el término correspondiente a los excesos de potencia y el total teniendo en cuenta el impuesto eléctrico.

Facturación ACTUAL de potencia

P1	P2	P3	P4	P5	P6
3200	3200	3500	3500	3500	4000

Periodo	días	T.Potencia	Excesos	Total (sin IE)	IE	TOTAL
ene-22	31	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
feb-22	28	17.863,75 €	15.761,75 €	33.625,50 €	1.719,17 €	35.344,67 €
mar-22	31	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
abr-22	30	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
may-22	31	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
jun-22	30	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
jul-22	31	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
ago-22	31	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
sep-22	30	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
oct-22	31	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
nov-22	30	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
dic-22	31	17.863,75 €	- €	17.863,75 €	913,32 €	18.777,07 €
	365	214.365,01 €	15.761,75 €	230.126,76 €	11.765,68 €	241.892,44 €

Tabla 27. Facturación actual de potencia kW anual. Elaboración propia

En la Tabla 28 se puede ver como las potencias recomendadas son menores de las que actualmente tiene el cliente en todos los periodos. Como puede verse, optimizando las potencias contratadas, el cliente hubiera podido ahorrar 12000 € en la facturación anual.

Aunque ya se introdujo el funcionamiento de la optimización se va a presentar un ejemplo ajeno de un cuarto de hora x:

Si el cliente tiene contratada una potencia de 100kW y demanda durante ese cuarto de hora una potencia de 115kW tendrá una penalización que se calcula mediante la formula siguiente (los términos ya se introdujeron anteriormente):

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{p=i} K_p \times t_{ep} \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - Pc_p)^2}$$

Entonces el cliente pagará el término fijo contratado más la penalización resultante de esa fórmula.

En el supuesto de que el cliente demande menos potencia de 100Kw solo pagará el término fijo de potencia sin ninguna penalización por exceso de potencia.

Pues el cálculo se ha realizado teniendo en cuenta la potencia contratada del cliente y las posibles penalizaciones para todos los cuartos de hora del año 2023.

El cálculo se ha detallado en el capítulo anterior y, además, se facilita fichero excel para su comprensión. De forma resumida, se obtiene sacando el punto óptimo entre la potencia contratada del cliente y los posibles excesos de potencia de forma cuarto-horaria. Los excesos tienen un coste mayor a la potencia contratada, sin embargo, la potencia contratada se paga todos los días del año y los excesos de potencia sólo cuando ocurren. De esa forma, hay que analizar cuantos excesos compensan aumentar la potencia contratada del punto de suministro.

En el caso de cambios de patrones de consumo, la optimización puede variar. No obstante, se ha

estudiado la demanda del cliente de los últimos 5 años y se ha mantenido bastante estable por lo que no hay previsión de cambios significativos.

Facturación de potencia con Potencias RECOMENDADAS

P1	P2	P3	P4	P5	P6
2850	2850	2850	2900	2900	3200

Periodo	días	T.Potencia	Excesos	Total (sin IE)	IE	TOTAL
ene-22	31	15.455,76 €	328,89 €	15.784,65 €	807,02 €	16.591,67 €
feb-22	28	15.455,76 €	30.424,33 €	45.880,09 €	2.345,71 €	48.225,80 €
mar-22	31	15.455,76 €	327,83 €	15.783,59 €	806,97 €	16.590,56 €
abr-22	30	15.455,76 €	1,55 €	15.457,31 €	790,29 €	16.247,60 €
may-22	31	15.455,76 €	- €	15.455,76 €	790,21 €	16.245,96 €
jun-22	30	15.455,76 €	65,91 €	15.521,67 €	793,58 €	16.315,25 €
jul-22	31	15.455,76 €	- €	15.455,76 €	790,21 €	16.245,96 €
ago-22	31	15.455,76 €	956,74 €	16.412,50 €	839,12 €	17.251,62 €
sep-22	30	15.455,76 €	1.230,17 €	16.685,93 €	853,10 €	17.539,03 €
oct-22	31	15.455,76 €	17,87 €	15.473,63 €	791,12 €	16.264,74 €
nov-22	30	15.455,76 €	- €	15.455,76 €	790,21 €	16.245,96 €
dic-22	31	15.455,76 €	- €	15.455,76 €	790,21 €	16.245,96 €
	365	185.469,09 €	33.353,29 €	218.822,38 €	11.187,72 €	230.010,11 €

Tabla 28. Facturación con potencias recomendadas anual. Elaboración propia

Se observa cómo, aunque el ahorro por el término de potencia es mayor a 12000 €, el cliente tendría más penalizaciones por demandar más potencia de la contratada durante ocho meses al año. Es decir, pagaría menos de forma fija (menores potencias contratadas), pero pagaría un poco más en los meses con mayor demanda de consumo (penalización por demandas de potencia horaria por encima de las contratadas).

En la Tabla 29 se puede ver el efecto anteriormente comentado. El término fijo, llamado en la tabla "Pot. Fijo" baja casi 30000 €. Sin embargo, las penalizaciones por los excesos de potencia suben más de 17000 €.

Ahorros Potenciales					
	Pot. Fijo	Excesos	Total Pot	IE	TOTAL (IE incluido)
POT. CONTRATADA	214.365,01 €	15.761,75 €	230.126,76 €	11.765,68 €	241.892,44 €
POT. RECOMENDADA	185.469,09 €	33.353,29 €	218.822,38 €	11.187,72 €	230.010,11 €
			Ahorro estimado:		11.882,33 €
					-4,9%

Tabla 29. Ahorros potenciales por cambio de potencias. Elaboración propia

Sin embargo, hay que tener en cuenta que un cambio de potencia conlleva un coste. No obstante, es totalmente despreciable al lado del ahorro. Dicho coste se puede ver en la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Estos derechos, por el cambio de potencia suponen un coste de 79,491970 € por actuación.

Caso 2. Implementación de una batería de condensadores

En este caso el cliente no presenta ningún tipo de penalización por energía reactiva, por lo que no se estudiará este caso. No obstante, a día de hoy, la energía reactiva capacitiva no penaliza, pero ya se ha introducido en un Real Decreto. En el caso de que para el 2025 o 2026 sufra penalización habrá que volver a analizar este punto.

Caso 3. Implementación de una instalación FV

El segundo caso consiste en analizar si es viable o no, la instalación FV de autoconsumo para el cliente objeto de estudio, considerando un precio medio de mercado anual de 62 €/MWh, como ya se introdujo, según observando los futuros que marca OMIP.

En el proyecto se han utilizado los siguientes datos de entrada:

- Se partirá de una instalación pico de 1.600kWp. No obstante, se analizará varias potencias pico para ver la solución óptima.
- Precio de panel de 535 €/kWhp para caso de 1600 kWp, según oferta de EiDF Energía.
- Sin subvención
- Degradación de la producción anual del 0,60 %, según fabricante.
- Tipo de interés 3 %
- Sin aumento del coste de los paneles y de la factura eléctrica por inflación
- Mantenimiento de 5000 € anuales, según oferta EiDF.

Se realizará la viabilidad analizando diferentes potencias pico a instalar (se puede ver cada caso individualizado en anexos). Además, y teniendo en cuenta la gran volatilidad que atraviesa los mercados, especialmente los mercados energéticos se realizará un análisis de sensibilidad de los precios del mismo.

En la Tabla 30 se puede apreciar como la instalación de 1000 kWp es aquella con la TIR más elevada a los 25 años. Sin embargo, y teniendo en cuenta el VAN, se opta por el estudio y la viabilidad para la instalación de 1600 kWp.

También en la Tabla 30 se observa como a día de hoy, y con un precio de mercado de 62 €/MWh, la implementación de la fotovoltaica es un proyecto más que viable.

Rentabilidad por potencia pico a instalar

	500 kWp		1000 kWp		1600 kWp		2500 kWp		3000 kWp	
	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR	VAN
año 1	-75,99%	-234.540,22 €	-74,96%	455.606,79 €	-76,70%	643.645,03 €	-82,49%	-1.078.744,80 €	-89,03%	-1.393.518,80 €
año 2	-37,85%	-166.194,68 €	-36,05%	314.397,23 €	-38,80%	461.790,16 €	-48,57%	865.032,80 €	-61,02%	-1.233.032,57 €
año 3	-15,33%	-100.677,87 €	-13,32%	178.138,66 €	-16,18%	286.070,13 €	-26,54%	658.383,51 €	-40,29%	-1.078.058,77 €
año 4	-2,35%	37.882,99 €	-0,30%	46.662,46 €	-3,03%	116.281,82 €	-13,08%	458.566,80 €	-26,63%	928.412,45 €
año 5	5,54%	22.292,94 €	7,56%	80.194,36 €	4,99%	47.771,22 €	-4,53%	265.359,96 €	-17,48%	783.914,74 €
año 6	10,57%	79.949,20 €	12,56%	202.589,36 €	10,15%	206.279,06 €	1,14%	78.547,48 €	-11,13%	644.392,65 €
año 7	13,92%	135.181,54 €	15,88%	320.674,84 €	13,59%	359.425,53 €	5,06%	102.079,24 €	-6,58%	509.678,95 €
año 8	16,23%	188.082,22 €	18,15%	434.597,99 €	15,97%	507.388,49 €	7,84%	276.722,05 €	-3,22%	379.611,88 €
año 9	17,85%	238.740,23 €	19,75%	544.501,11 €	17,66%	650.339,97 €	9,87%	445.576,30 €	-0,68%	254.035,06 €
año 10	19,03%	287.241,33 €	20,89%	650.521,73 €	18,89%	788.446,38 €	11,39%	608.831,02 €	1,28%	132.797,25 €
año 11	19,89%	333.668,18 €	21,73%	752.792,78 €	19,79%	921.868,67 €	12,54%	766.669,16 €	2,82%	15.752,23 €
año 12	20,53%	378.100,47 €	22,36%	851.442,74 €	20,47%	1.050.762,57 €	13,43%	919.267,75 €	4,04%	97.241,40 €
año 13	21,02%	420.615,01 €	22,83%	946.595,80 €	20,98%	1.175.278,65 €	14,13%	1.066.798,11 €	5,03%	206.320,33 €
año 14	21,39%	461.285,81 €	23,18%	1.038.371,95 €	21,38%	1.295.562,61 €	14,67%	1.209.426,02 €	5,83%	311.616,76 €
año 15	21,67%	500.184,21 €	23,45%	1.126.887,20 €	21,68%	1.411.755,34 €	15,11%	1.347.311,91 €	6,49%	413.258,49 €
año 16	21,89%	537.378,95 €	23,66%	1.212.253,64 €	21,92%	1.523.993,12 €	15,46%	1.480.611,00 €	7,05%	511.369,08 €
año 17	22,06%	572.936,28 €	23,82%	1.294.579,60 €	22,10%	1.632.407,76 €	15,75%	1.609.473,53 €	7,51%	606.068,02 €
año 18	22,19%	606.920,02 €	23,95%	1.373.969,79 €	22,25%	1.737.126,77 €	15,98%	1.734.044,85 €	7,89%	697.470,80 €
año 19	22,29%	639.391,68 €	24,05%	1.450.525,38 €	22,36%	1.838.273,44 €	16,17%	1.854.465,61 €	8,22%	785.689,09 €
año 20	22,38%	670.410,52 €	24,13%	1.524.344,14 €	22,45%	1.935.967,04 €	16,32%	1.970.871,92 €	8,50%	870.830,87 €
año 21	22,44%	700.033,60 €	24,19%	1.595.520,56 €	22,53%	2.030.322,91 €	16,45%	2.083.395,46 €	8,74%	953.000,51 €
año 22	22,49%	728.315,93 €	24,23%	1.664.145,93 €	22,58%	2.121.452,60 €	16,55%	2.192.163,68 €	8,95%	1.032.298,91 €
año 23	22,53%	755.310,48 €	24,27%	1.730.308,47 €	22,63%	2.209.464,00 €	16,64%	2.297.299,86 €	9,13%	1.108.823,62 €
año 24	22,56%	781.068,26 €	24,30%	1.794.093,44 €	22,67%	2.294.461,45 €	16,72%	2.398.923,32 €	9,28%	1.182.668,94 €
año 25	22,59%	805.638,44 €	24,33%	1.855.583,21 €	22,70%	2.376.545,86 €	16,78%	2.497.149,47 €	9,41%	1.253.926,04 €

Tabla 30. Rentabilidades diferentes potencias picos a instalar. Sin compensación en los excedentes.
Elaboración propia

El cliente debería ser agente de mercado para poder compensar los excedentes de la fotovoltaica, debido a los trámites burocráticos, a su coste y la poca cantidad de energía excedentaria con 1600 kWp no se estudiará esa opción.

Como se introdujo, el riesgo de fluctuaciones en el precio de mercado es un hecho, por lo que es necesario realizar un buen análisis de sensibilidad para saber cómo se comportaría el proyecto en cambios de mercado. Estos análisis se realizarán con una potencia pico de 1600 kWp. En la Tabla 31 aparecen 3 precios medios de mercados diferentes: 50 €/MWh, 62 €/MWh y 70 €/MWh. El más desfavorable, precio medio de mercado de 50 €/MWh, sigue dando pie a un proyecto viable económicamente, con recuperación de la inversión en el año 6.

Análisis de sensibilidad. Diferentes precios de mercado

	50€/MWh		62€/MWh		70€/MWh	
	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR	VAN
año 1	-80,94%	677.938,49 €	-76,70%	643.645,03 €	-72,45%	609.351,57 €
año 2	-45,91%	529.378,25 €	-38,80%	461.790,16 €	-32,06%	394.202,08 €
año 3	-23,73%	385.983,09 €	-16,18%	286.070,13 €	-9,14%	186.157,16 €
año 4	-10,36%	247.578,16 €	-3,03%	116.281,82 €	3,75%	15.014,52 €
año 5	-1,97%	113.994,41 €	4,99%	47.771,22 €	11,43%	209.536,86 €
año 6	3,54%	14.931,58 €	10,15%	206.279,06 €	16,25%	397.626,53 €
año 7	7,31%	139.357,82 €	13,59%	359.425,53 €	19,41%	579.493,24 €
año 8	9,97%	259.437,06 €	15,97%	507.388,49 €	21,55%	755.339,93 €
año 9	11,90%	375.316,96 €	17,66%	650.339,97 €	23,03%	925.362,98 €
año 10	13,33%	487.140,28 €	18,89%	788.446,38 €	24,09%	1.089.752,47 €
año 11	14,41%	595.045,03 €	19,79%	921.868,67 €	24,85%	1.248.692,32 €
año 12	15,23%	699.164,59 €	20,47%	1.050.762,57 €	25,41%	1.402.360,54 €
año 13	15,87%	799.627,94 €	20,98%	1.175.278,65 €	25,83%	1.550.929,37 €
año 14	16,37%	896.559,71 €	21,38%	1.295.562,61 €	26,14%	1.694.565,51 €
año 15	16,76%	990.080,42 €	21,68%	1.411.755,34 €	26,37%	1.833.430,26 €
año 16	17,08%	1.080.306,53 €	21,92%	1.523.993,12 €	26,55%	1.967.679,70 €
año 17	17,33%	1.167.350,63 €	22,10%	1.632.407,76 €	26,68%	2.097.464,90 €
año 18	17,53%	1.251.321,52 €	22,25%	1.737.126,77 €	26,79%	2.222.932,01 €
año 19	17,70%	1.332.324,40 €	22,36%	1.838.273,44 €	26,87%	2.344.222,48 €
año 20	17,83%	1.410.460,92 €	22,45%	1.935.967,04 €	26,93%	2.461.473,16 €
año 21	17,94%	1.485.829,33 €	22,53%	2.030.322,91 €	26,98%	2.574.816,49 €
año 22	18,03%	1.558.524,59 €	22,58%	2.121.452,60 €	27,01%	2.684.380,60 €
año 23	18,10%	1.628.638,49 €	22,63%	2.209.464,00 €	27,04%	2.790.289,51 €
año 24	18,16%	1.696.259,73 €	22,67%	2.294.461,45 €	27,06%	2.892.663,17 €
año 25	18,21%	1.761.474,03 €	22,70%	2.376.545,86 €	27,08%	2.991.617,70 €

Tabla 31. Análisis de sensibilidad de la instalación FV con potencia pico de 1600 kWp. Elaboración propia

Por último, y como se comenta más detalladamente en el Anexo “Mercado eléctrico”, la bajada del precio en horas solares debido a la gran entrada de generación solar es un hecho que hay que tener en cuenta. Sin embargo, también habría que tener en cuenta que los peajes de acceso a la red son menos competitivos en horas solares, por lo que ambos fenómenos pueden contrarrestarse. Por ello, es probable que, aunque los precios del mercado no lleguen a 50 €/MWh puede que el precio baje en las horas solares a dichas cotas, por lo que, el proyecto seguiría siendo viable.

Caso 4. Instalación de una instalación de almacenamiento energético

El caso de la implementación del almacenamiento energético mediante arbitraje es el caso de estudio más novedoso en este proyecto. En este apartado se pretende averiguar si es viable económicamente la instalación de almacenamiento energético (*behind the meter* BTM) para el cliente objeto de estudio.

Para ello, se realizará análisis de sensibilidad en los precios, con los mismos valores que el apartado anterior.

A diferencia que el caso anterior, el proyecto de almacenamiento tiene una vida útil más corta, ya que los ciclos de carga y descarga de la instalación (batería de litio) se estiman en 4000 ciclos, aproximadamente 7 años, según BloombergNEF.

Además, el coste de inversión son los que aparecen en la Tabla 32 [27]. Se han utilizado como referencia los costes para una batería de 4 h y 100 kW de potencia (400 kWh). Se ha utilizado una potencia baja para que no haya problemas de exceso de potencia. Es decir, el cliente en su curva de carga, en todo momento tiene una potencia por encima de esa cota.

2021 & 2030 Lithium-ion LFP
Installed Costs & Performance Parameters

ESS Installed Cost	ESS	Storage System	1 MW												10 MW			
			2 hr		4 hr		10 hr		24 hr		2 hr		4 hr		10 hr		24 hr	
			2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030
		DC Storage Block (\$/kWh)	\$184.94	\$121.02	\$182.27	\$119.28	\$178.80	\$117.00	\$175.54	\$114.87	\$176.21	\$115.31	\$173.67	\$113.64	\$170.36	\$111.48	\$167.25	\$109.45
		DC Storage BOS (\$/kWh)	\$45.55	\$34.01	\$42.38	\$31.64	\$40.06	\$29.92	\$38.75	\$28.93	\$43.40	\$32.41	\$40.38	\$30.15	\$38.17	\$28.50	\$36.92	\$27.57
		Power Equipment (\$/kW)	\$84.65	\$74.88	\$84.65	\$74.88	\$84.65	\$74.88	\$84.65	\$74.88	\$73.05	\$64.62	\$73.05	\$64.62	\$73.05	\$64.62	\$73.05	\$64.62
		C&C (\$/kW)	\$40.01	\$29.87	\$40.01	\$29.87	\$40.01	\$29.87	\$40.01	\$29.87	\$7.75	\$5.78	\$7.75	\$5.78	\$7.75	\$5.78	\$7.75	\$5.78
		Systems Integration (\$/kWh)	\$56.56	\$47.99	\$50.16	\$42.56	\$45.87	\$38.92	\$43.73	\$37.10	\$51.62	\$43.80	\$46.66	\$39.59	\$43.24	\$36.69	\$41.48	\$35.19
		EPC (\$/kWh)	\$69.88	\$59.29	\$61.20	\$51.92	\$55.44	\$47.04	\$52.64	\$44.67	\$62.33	\$52.88	\$56.18	\$47.67	\$51.97	\$44.10	\$49.80	\$42.26
		Project Development (\$/kWh)	\$83.85	\$71.15	\$73.43	\$62.31	\$66.53	\$56.45	\$63.17	\$53.60	\$74.79	\$63.46	\$67.42	\$57.20	\$62.37	\$52.92	\$59.76	\$50.71
		Grid Integration (\$/kW)	\$30.94	\$26.25	\$30.94	\$26.25	\$30.94	\$26.25	\$30.94	\$26.25	\$24.81	\$21.05	\$24.81	\$21.05	\$24.81	\$21.05	\$24.81	\$21.05
		Total Installed Cost (\$/kWh)	\$518.59	\$398.98	\$448.34	\$340.46	\$402.25	\$302.42	\$380.32	\$284.63	\$461.15	\$353.58	\$410.70	\$311.11	\$376.67	\$282.83	\$359.62	\$268.98
		Total Installed Cost (\$/kW)	\$1,037	\$798	\$1,793	\$1,362	\$4,023	\$3,024	\$9,128	\$6,831	\$922	\$707	\$1,643	\$1,244	\$3,767	\$2,828	\$8,631	\$6,456

Tabla 32. Costes batería ion-litio desglosado. US Department of Energy

A su vez, el proyecto de almacenamiento tiene las siguientes características principales:

- Potencia de 100 kW
- Capacidad de almacenamiento de 4 horas (400 kWh)
- Rendimiento del 86 %
- Ciclos de carga y descarga máximos de 4500.
- Degradación anual del 0,34 %
- Tipo de interés 3 %
- Precio medio anual de la energía 50 €/MWh, 62 €/MWh y 70 €/MWh
- Inversión Capacidad Energética de 407,58 €/kWh

Rentabilidad Almacenamiento Energético. Sin subvención

	50 €/MWh		62 €/MWh		70 €/MWh	
	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR	VAN
AÑO 7	-24,14%	101.325,86 €	-22,78%	95.651,68 €	-21,62%	91.688,29 €

Tabla 33. Rentabilidad almacenamiento ion-litio con diferentes precios mercado. Sin subvención

Con estos datos, en la Tabla 33 se puede ver el análisis económico. Se aprecia que no llega a ser rentable a día de hoy. No se estudian más años, debido a que se estima que la vida de la batería son 7 años, ya que en ese tiempo se cumple los ciclos máximos de carga y descarga

La Tabla 34 muestra los resultados correspondientes considerando una subvención del 40 % de la inversión necesaria. Como puede verse, aún sigue sin ser viable económicamente para el cliente objeto de estudio.

Rentabilidad Almacenamiento Energético. Con subvención del 40%

	50 €/MWh		62 €/MWh		70 €/MWh	
	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR	VAN
AÑO 7	-15,69%	46.876,34 €	-13,55%	41.202,16 €	-11,89%	37.238,77 €

Tabla 34. Rentabilidad almacenamiento ion-litio con diferentes precios mercado. Con subvención 40%

El LCOS del almacenamiento sin subvención es de 152 €/MWh y con subvención del 40 % desciende a 90 €/MWh.

Cabe destacar, que se está analizando el mercado con valores medios máximos de 70€/MWh, por lo que el almacenamiento, usado como arbitraje, no es viable.

Caso 5. FV + ALMACENAMIENTO

Finalmente se estudiará la combinación de una instalación FV y un dispositivo de almacenamiento que aproveche los excedentes de la misma para su carga. De esta forma, el coste de la energía para cargar el almacenamiento no se compra de la red, provocando un mayor ratio de rentabilidad.

Se estudiará el caso con las características de los casos anteriores con la instalación FV de 1600 kW de potencia pico y el almacenamiento energético de potencia 20 kW con capacidad de almacenar de 4 horas (80 kWh).

Rentabilidad FV + Alm

	TIR	VAN
año 1	-77,33%	669.961,08 €
año 2	-39,82%	487.227,26 €
año 3	-17,25%	310.657,03 €
año 4	-4,07%	140.046,37 €
año 5	4,01%	24.802,10 €
año 6	9,21%	184.079,32 €
año 7	12,70%	337.969,99 €
año 8	15,11%	485.863,98 €
año 9	16,83%	628.748,49 €
año 10	18,08%	766.789,87 €
año 11	19,01%	900.149,05 €
año 12	19,70%	1.028.981,65 €
año 13	20,23%	1.153.438,24 €
año 14	20,64%	1.273.664,43 €
año 15	20,95%	1.389.801,07 €
año 16	21,20%	1.501.984,40 €
año 17	21,39%	1.610.346,18 €
año 18	21,55%	1.715.013,86 €
año 19	21,67%	1.816.110,70 €
año 20	21,76%	1.913.755,92 €
año 21	21,84%	2.008.064,82 €
año 22	21,90%	2.099.148,91 €
año 23	21,95%	2.187.116,04 €
año 24	21,99%	2.272.070,50 €
año 25	22,03%	2.354.113,18 €

Tabla 35. Rentabilidad económica FV+Almacenamiento

Se aprecia en la Tabla 35 como ambas instalaciones son viables desde el punto de vista del cliente (inversor). No obstante, se pierde rentabilidad respecto de la instalación individual de la FV para arbitraje.

Por todo ello, incluso con un mix de ambas tecnologías, el almacenamiento energético estudiado no llega a ofrecer la rentabilidad esperada. Resaltar que el proyecto dura 25 años para la FV, pero la batería deja de funcionar en el año 7.

Resumen

En resumidas cuentas, durante los casos prácticos de este trabajo se han realizado diferentes opciones que pueden provocar en el cliente una serie de beneficios económicos en su factura de electricidad si tener que alterar su proceso productivo.

El primer caso de estudio, la optimización de las potencias contratadas en cada uno de los periodos de facturación, permite reducir los costes fijos mensuales a costa de un pequeño incremento debido a las penalizaciones por exceso de potencia demandada, lo que provoca un ahorro con una tasa de retorno de menos de un año. Son proyectos que no requieren una gran inversión y que provoca ahorros significativos a lo largo de los años.

También se observa, como la implementación de paneles fotovoltaicos es una inversión rentable como una tasa de recuperación en torno al séptimo año.

Finalmente, el almacenamiento, mediante arbitraje, sigue sin resultar económicamente viable. Se puede observar como la inversión no se puede recuperar en los 7 años de vida útil del proyecto (batería). No obstante, y como se puede ver en el PNIEC, es una tecnología donde el Gobierno de España apuesta para el 2030. Esto hace pensar que, posiblemente, se puedan observar a corto plazo una serie de ayudas que favorezcan su implementación.

8 CONCLUSIONES

En este proyecto se ha analizado minuciosamente la factura eléctrica de un cliente industrial con tarifa 6.1 TD de A.T. A su vez, se ha estudiado la posible viabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía, centrándose en las baterías de ion-litio y los aspectos técnicos precisos y relacionados con la implementación de la tecnología solar fotovoltaica.

Es esencialmente necesario el estudio y la comprensión de la factura eléctrica de los consumidores, ya que juega un papel esencial a la hora de ahorrar costes de producción. En este proyecto, las inversiones más pequeñas y con un tiempo de retorno menor son aquellas que se producen analizando la composición de la factura eléctrica. Además, habría que recalcar que analizar la mejor modalidad de contratación según la forma de consumo del cliente se hace prioritario para reducir la factura eléctrica e intentar paliar los efectos negativos de la crisis energética iniciada, en parte, por la guerra de Rusia en Ucrania.

La energía fotovoltaica es rentable a día de hoy. España es un país con un gran recurso renovable, especialmente solar. Los consumidores deben aprovechar para instalar fotovoltaica y así reducir los costes en su factura. No obstante, y como ya se ha comentado, hay un aspecto de especial relevancia como son la ya denominada “curva de pato”. Este efecto es negativo para la implementación de autoconsumo ya que provoca una disminución del precio de la energía en horas solares. A día de hoy, las horas solares corresponden a los periodos caros en la tarifa de electricidad. Es decir, según los cargos y peajes del sistema en las horas solares, éstos tienen un coste mayor, por lo que el consumo de fotovoltaica a esas horas no solo tiene la ventaja de no consumir de la red, sino, además, evitar pagar los cargos y peajes del sistema más caros.

El almacenamiento energético estudiado y aplicado al cliente no es rentable a día de hoy. Existen una serie de retos, como son:

- Retos tecnológicos

Los sistemas de almacenamiento electroquímicos tienen como objetivo principal, y como se ha podido observar a lo largo del proyecto, la reducción de costes y el aumento de la vida útil de sus materiales.

Centrándose en las baterías de ion-litio estas tienen un gran recorrido de mejora, aunque estén fuertemente comercializadas a día de hoy, y más con la entrada del vehículo eléctrico.

La bajada de costes mediante la mejora de procesos de fabricación, la utilización de materiales más baratos, el aumento de la densidad energética, el aumento de la vida útil e incluso el reciclaje de sus materiales, se antoja primordial para el crecimiento de las mismas.

- Retos económicos

Uno de los mayores problemas a la hora de afrontar un proyecto es el coste de inversión. Ciertamente, el precio de las baterías se ha reducido mucho en los últimos años, no obstante, aún se requiere una alta inversión inicial y costes que provocan tasas de rentabilidad bajas e incluso negativas. A día de hoy, no existe en España un esquema de incentivos que puede hacer conseguir rentabilidades superiores y así conseguir los objetivos de transición marcados por UE.

El conjunto de estos retos, o, dicho de otra forma, el conjunto de estas barreras hace que el almacenamiento no se implemente de forma masiva.

Se necesita un esquema retributivo claro para el almacenamiento que permita el desarrollo del almacenamiento y, además, encaje en tiempo y en forma con las diferentes líneas de tiempo. Sin esto, será muy complicado que se cumpla los objetivos de descarbonización que recoge el PNIEC.

ANEXO I. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Contexto Actual

El almacenamiento es la capacidad de conservar energía para ser usada en un momento distinto al de su generación. Es una actividad que está completamente orientada a acelerar la descarbonización del sector eléctrico.

Antes de analizar cada tecnología de forma independiente conviene tener una visión generalizada de las mismas. En este contexto, y como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, excluyendo el almacenamiento hidráulico, se aprecia como existen dos tecnologías claramente más utilizadas que el resto como son las sales fundidas y las baterías de Ion-Litio [14].

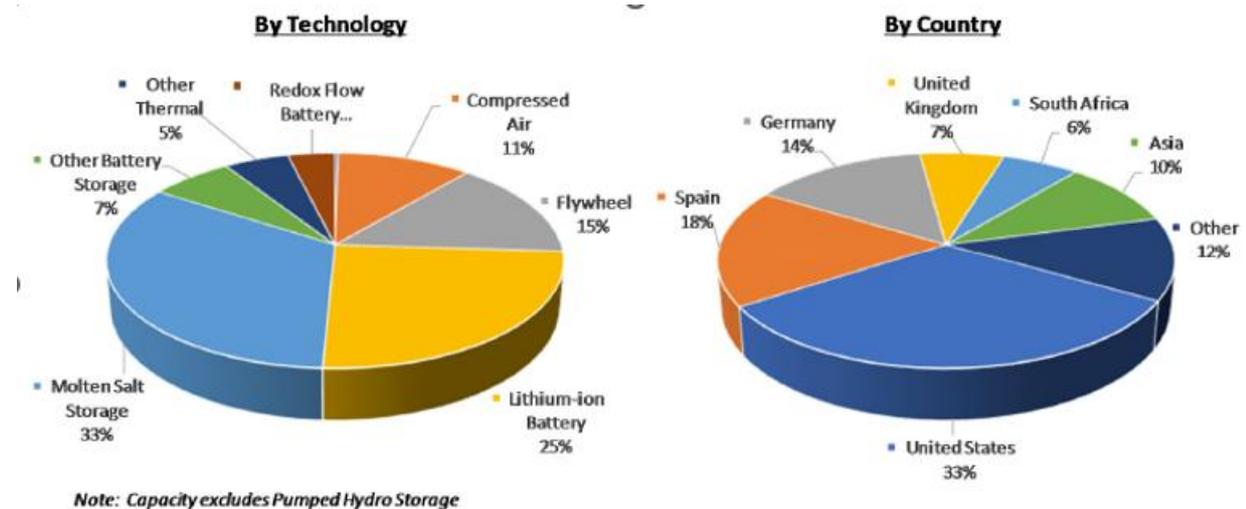


Figura 18. Capacidad de almacenamiento mundial por tecnología y país, excluyendo el almacenamiento hidráulico.

El almacenamiento hidráulico es la tecnología de almacenamiento de energía más usada a día de hoy. Actualmente ocupa más del 95 % de la capacidad mundial de almacenamiento operativa, sin embargo, tiene una gran traba como es el espacio necesario. Debido a esto, y a su elevado coste, se hace poco viable desde el punto de vista técnico y económico seguir instalando este tipo de almacenamiento.

Por países, excluyendo el almacenamiento hidráulico, Estados Unidos es el país con más capacidad de almacenamiento instalada seguida de España y Alemania.

La capacidad instalada de almacenamiento en el mundo es inferior a 160 GWh, cifra que se ve disminuida, si excluimos el almacenamiento hidráulico convencional, a cotas de 6.4 GWh.

Sin embargo, el almacenamiento tiene un rango muy amplio de servicios para los generadores, para la red y por supuesto, para el consumidor.

Servicios del almacenamiento energético

Generadores

- Con la ayuda del almacenamiento se puede comprar energía del sistema en momentos de baja demanda, cuando el precio es menor, almacenar esa energía y realizar la venta en periodos de alta demanda, donde la energía tiene un precio mayor.
- Muy relacionado con lo anterior, la curva de energía-precios presentan dos cotas superiores al resto debido a una desfavorable combinación de una mayor demanda e insuficiente disponibilidad de producción fotovoltaica y, por consiguiente, un mayor precio, como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que muestra la evolución horaria de la demanda y de los precios de la energía en el mercado Ibérico, el pasado día 10 de enero de 2023 [28].

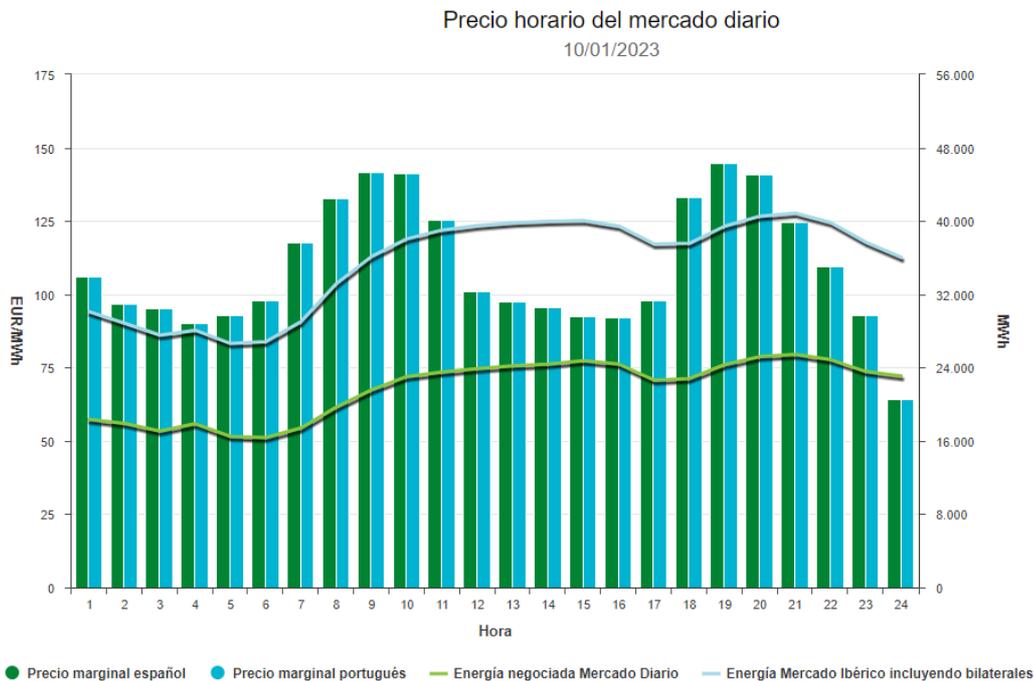


Figura 19.10 de enero de 2023: Evolución horaria del Precio y Energía casada en el Mercado Ibérico (OMIE).

- En los últimos meses, se está produciendo un fenómeno denominado coloquialmente “curva de pato”. Éste provoca que en las horas de gran demanda energética donde se esperan precios altos se produzca un hueco central debido a la abundante disponibilidad de producción fotovoltaica que hace que disminuya el precio. Este fenómeno se puede ver en

la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Se aprecia como el precio cae a niveles mínimos desde las 10 h de la mañana hasta las 18h de la tarde y teniendo el inconveniente de la demanda más alta de todo el día.

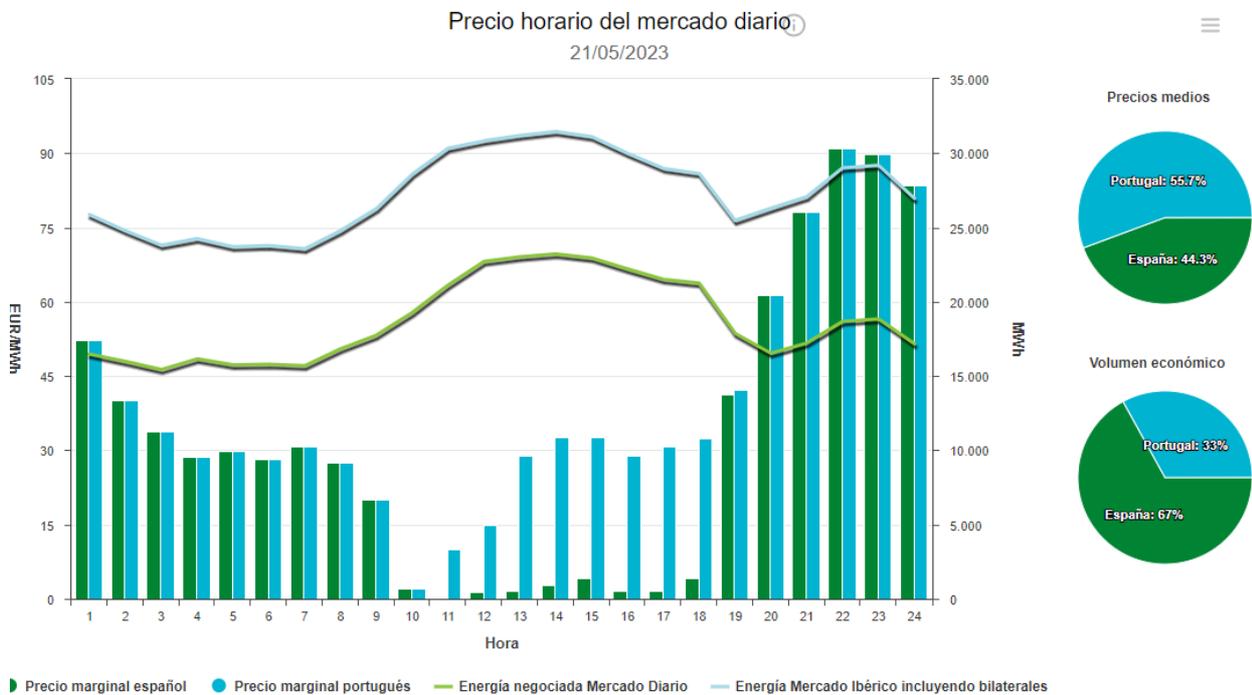


Figura 20. 21 de mayo de 2023. Evolución horaria de la Energía casada y precio. OMIE

Con el almacenamiento energético se podría aprovechar esos gradientes para intentar consumir en esas horas centrales del día donde se observan precios muy bajos y posteriormente utilizar la energía almacenada en horas con el precio más alto. Por ejemplo, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se observan gradientes de más de 40 €/MWh entre las 18h y las 19h de la tarde.

- Aumento de la capacidad firme.
 - Para plantas de carga base, el almacenamiento permite almacenar energía durante periodos de baja demanda, cuando la demanda base es menor, permitiendo que estas plantas operen con mayor factor de carga y aumentando su rendimiento.
 - Para plantas de generación renovable, el almacenamiento puede ser usado para capturar la generación solar o eólica excedente durante ciertas horas del día, utilizando esa energía cuando el recurso renovable resulte insuficiente o falte.

Servicios de Red

- Es esencial que la oferta y la demanda estén acopladas en todo momento, asegurando el suministro eléctrico. Los servicios de ajuste juegan un papel protagonista para acoplar el

sistema en todo momento. Estos servicios tradicionalmente eran prestados por las energías térmicas, las cuales producen gases de efecto invernadero que provocan el aumento de la temperatura del planeta. Con el almacenamiento se podría sustituir esas tecnologías por tecnologías renovables, como eólica o fotovoltaica proporcionando la ayuda necesaria al sistema, al mismo tiempo que reduce los costes de generación.

- La congestión en las líneas podría mejorar colocando almacenamiento en lugares estratégicos, ubicados en los extremos de líneas de transmisión congestionadas. Con esta medida, se reduciría la posibilidad de interrupciones en el suministro eléctrico.

Consumidor

- El almacenamiento podría conseguir que bajará su factura de electricidad por dos vías: reduciendo el coste de la energía demandada de la red (carga de la batería en horas valle y descarga en horas pico), y reduciendo también la potencia máxima demandada, con la correspondiente reducción de coste en la factura eléctrica. Mostrar este efecto es el principal objetivo de este trabajo.

Aunque posteriormente se entrará más en detalle, conviene destacar que la factura consta principalmente de dos costes: coste fijo y coste variable.

Los costes variables son los relacionados con la energía demandada de la red. Es un coste que depende directamente del consumo, por lo que si se produce una bajada del mismo este coste bajará directamente proporcional a esa bajada.

En cuanto a los costes fijos, son los que se basan en la potencia contratada por el punto de suministro. Dependiendo de la potencia demandada de forma horaria conviene al consumidor ajustar su potencia contratada para no pagar una penalización existente como son los excesos de potencia. Si se precisa menos potencia por la función del almacenamiento el cliente puede bajar esa potencia, y, por tanto, su coste en el término fijo.

Principales Tecnologías de Almacenamiento

Debido a la importancia que puede llegar a tener para los diferentes agentes de mercado, en el siguiente apartado se va a realizar un estudio de las diferentes tecnologías organizadas por:

- Almacenamiento Electroquímico (Baterías Estacionarias)
- Almacenamiento Mecánico
- Almacenamiento Térmico
- Almacenamiento Químico
- Almacenamiento Eléctrico

Almacenamiento Electroquímico

El almacenamiento electroquímico tiene sus principios en la energía química. Esta energía se emplea para producir energía eléctrica mediante procesos electroquímicos de oxidación y reducción.

Baterías Ion-Litio

Como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [15], ésta consta de la propia batería y un sistema de conversión para convertir la corriente alterna a continua. Una batería funciona gracias a una reacción electroquímica de reducción y oxidación. La reacción no es más que un intercambio de electrones entre el ánodo y el cátodo.

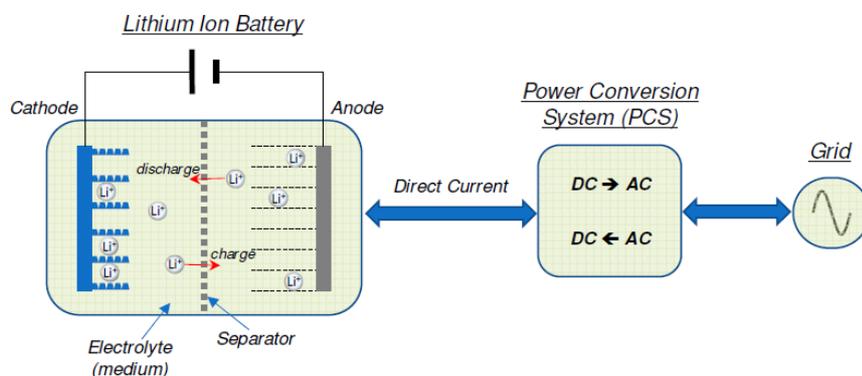


Figura 21. Principio de funcionamiento de una batería Ion-Litio

Una instalación de almacenamiento eléctrico se caracteriza por dos magnitudes principales: potencia y energía.

La potencia de la instalación se refiere a la potencia del convertidor que conecta la instalación de almacenamiento con la red eléctrica, gestionando el flujo energético bidireccional entre ambos. El convertidor de potencia permite, primero, la carga de la batería (el convertidor de potencia funciona como rectificador y la batería funciona como receptor) y, posteriormente, su descarga (el convertidor de potencia funciona como inversor y la batería funciona como generador).

El almacenamiento energético de la instalación se refiere específicamente a la cantidad de energía que puede almacenarse en la batería.

Por tanto, la potencia se refiere al convertidor y la energía a la batería.

Los beneficios de este tipo de tecnología son los siguientes:

- Alta densidad de potencia y energía
- Ciclo de vida relativamente largo.
- Alta capacidad, baja resistencia interna y buena eficiencia
- Simple algoritmo de carga y tiempos de carga razonablemente pequeños

Presentando los siguientes inconvenientes:

- Necesidad de circuitos de protección para prevenir posibles escapes térmicos
- Alta degradación con temperaturas elevadas y elevadas corrientes

- Imposibilidad de carga rápida para temperaturas bajo cero
- Elevado coste en comparación con la tecnología convencional de plomo-ácido.

Baterías de Flujo

En este caso, y como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [15] las baterías almacenan energía en electrolito líquido, que se mantiene en tanques externos. Dependiendo de si los electrones se agregan o se extraen del electrolito la batería se carga o se descarga. A diferencia de las anteriores, las baterías de flujo funcionan como una pila combustible reversible: para descarga, la batería toma la energía química almacenada y la convierte en corriente eléctrica, invirtiendo dicho proceso para la carga.

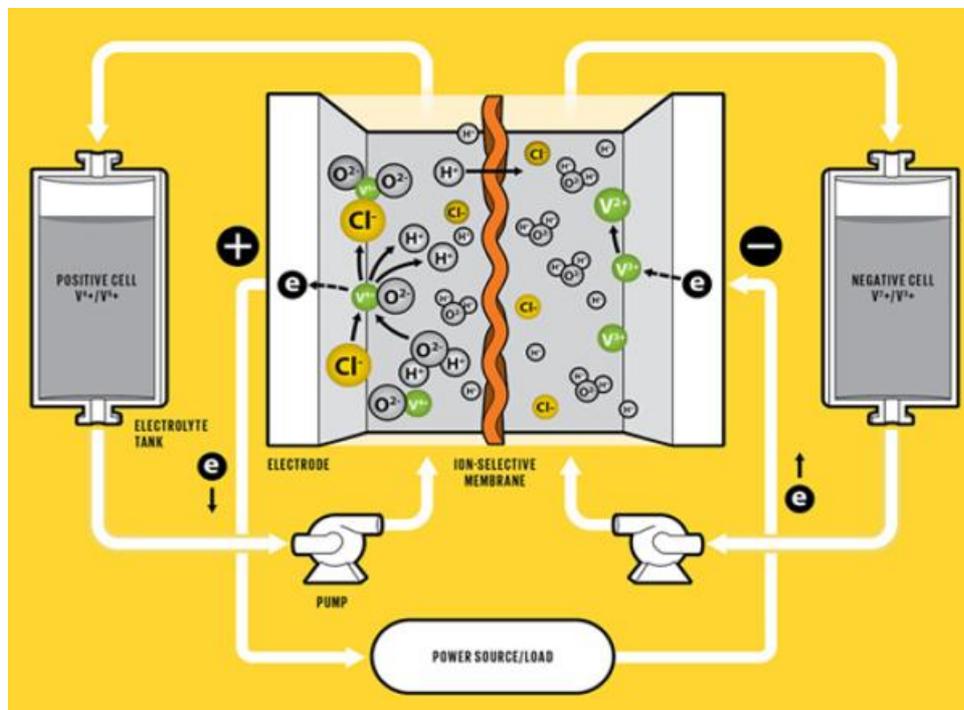


Figura 22. Principio de funcionamiento de las baterías de flujo.

Otra característica importante es que los lados positivos y negativos están separados por una membrana que permite de forma selectiva el paso de protones. Durante la carga, y mediante la tensión aplicada, los iones pierden un electrón en el lado positivo. Éstos fluyen por el circuito exterior al lado negativo, donde se almacenan. Durante la descarga, los electrones fluyen de regreso al lado positivo.

El vanadio es un material fiable, teniendo una elevada vida útil.

Los beneficios de este tipo de tecnología son los siguientes:

- Larga vida útil. Tiene una vida útil aproximada de 20 años, con ciclos de carga y descarga casi ilimitados con muy baja degradación.
- Alta flexibilidad que permite ser escalada con mayor facilidad que otros tipos de batería.
- Versatilidad.
- Alta seguridad. Son capaces de operar en un amplísimo rango de temperatura y, además, están compuestas de materiales no peligrosos. La posibilidad de fuego es extremadamente baja.

Teniendo los siguientes inconvenientes:

- Complejidad. Estos sistemas requieren elementos auxiliares, tales como bombas, sensores, necesidad de gestión de flujo y potencia y recipientes secundarios de contención.
- Baja densidad de energía en comparación con otros tipos de batería.

Otras Baterías

El resto de las tecnologías de almacenamiento electroquímico, y como se puede ver en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se emplean actualmente de forma muy reducida [15]. Aun así, algunas de ellas fueron ampliamente utilizadas en el pasado, las cuales se han ido desplazando a favor de las baterías de Li-ion.

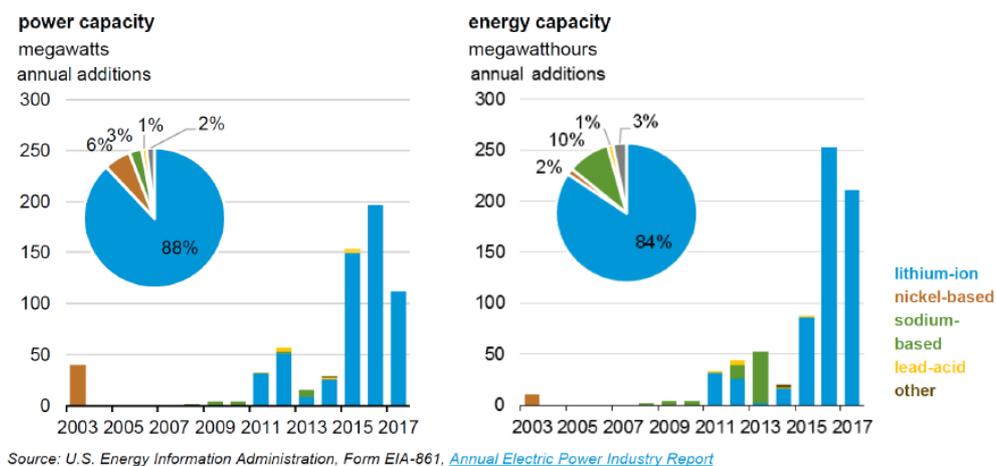


Figura 23. Tipología de baterías comercializadas

Baterías de sulfuro de sodio

Tienen una elevada densidad energética, alta eficiencia en la carga y descarga, una larga vida útil y son fabricadas por materiales baratos. No obstante, tiene grandes inconvenientes como la necesidad de operar a altas temperaturas y son muy corrosivas.

Baterías de Plomo

Son muy fiables, con bajo coste, pueden adaptarse a un amplio rango de procesos, más seguras que el resto de baterías, tienen gran eficiencia y están diseñadas para ser recicladas. No obstante, tiene grandes limitaciones en su vida útil y en su densidad energética.

Condensadores electroquímicos

Tienen alta potencia, ciclo de vida prolongado y buena confiabilidad que han provocado que vayan en aumento su fabricación.

Almacenamiento Mecánico

Almacenan energía mecánica antes de generar energía eléctrica

Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo

Las instalaciones hidroeléctricas de bombeo almacenan energía en forma de agua en un reservorio situado en una cota más alta. Esta agua es bombeada desde otro reservorio situado en una cota más baja.

Sirven para almacenar grandes cantidades de energía durante largos periodos de tiempo. La energía se genera liberando el agua almacenada a través de una turbina.

Tienen múltiples ventajas, en las que destacan:

- Capacidad de almacenar grandes cantidades de energía durante largos periodos de tiempo
- Proporciona al sistema estabilidad
- Estas plantas tienen buena eficiencia.

No obstante, tiene una gran limitación. Es extremadamente complicado construir nuevas plantas debido a su espacio y su coste. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [29], se aprecia el tamaño que tiene este tipo de instalación, así como cada uno de los componentes principales.

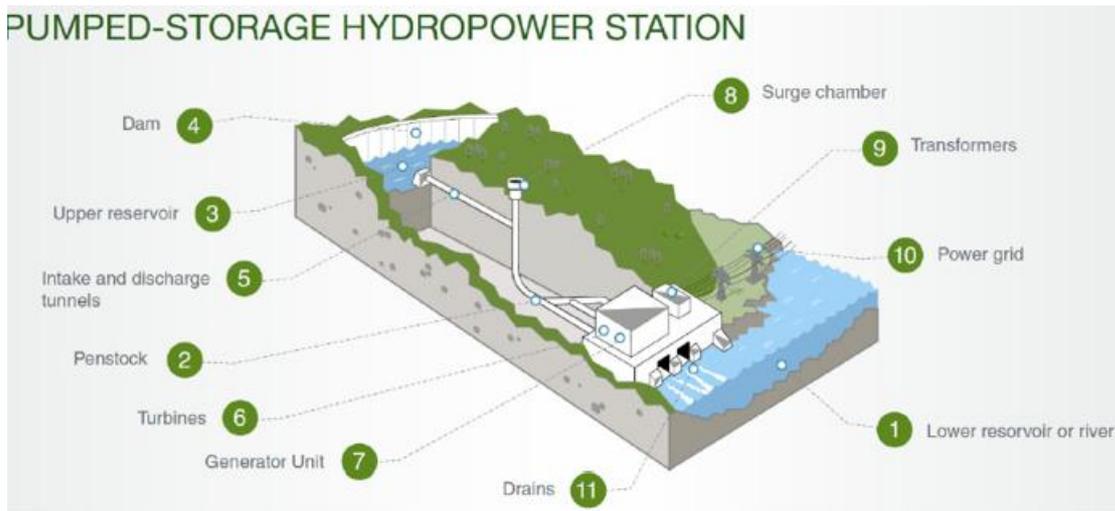


Figura 24. Instalación de almacenamiento. Central Hidroeléctrica Bombeo.

Almacenamiento de aire comprimido

Son equivalentes a las centrales hidroeléctricas de bombeo en cuanto a sus aplicaciones. Estas plantas utilizan el exceso de energía para alimentar un compresor que aumenta la presión del fluido y lo almacena en una caverna. Cuando se necesita energía, el aire presurizado se calienta y se expande en una turbina de expansión, la cual impulsa un generador.

La gran ventaja de este tipo de almacenamiento es que funciona en un amplísimo rango de Sin embargo, tiene una densidad energética muy baja, por lo que requiere grandes volúmenes de almacenamiento. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [30] se observan las diferentes partes de este tipo de instalación

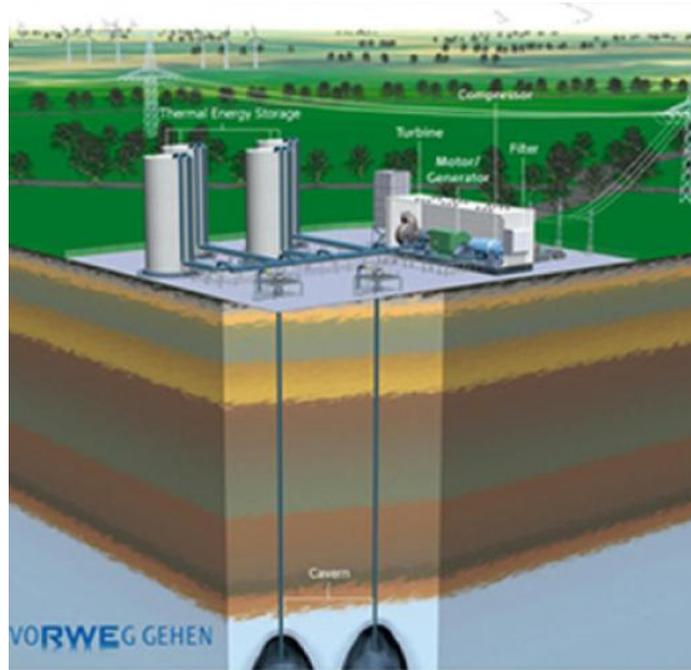


Figura 25. Instalación de aire comprimido

Almacenamiento Térmico

Formados por dispositivos que almacenan electricidad o calor residual de procesos industriales en forma de energía térmica. Es decir, consiste en acumular la energía por medio del aprovechamiento térmico.

Almacenamiento a partir de Sales Fundidas

Estos incluyen arena, parafinas y eutécticos. Hay tres categorías principales:

- El almacenamiento de energía térmica de calor sensible (SHTES). Es la más común actualmente, donde un medio almacena energía a través del cambio de temperatura.
- El almacenamiento de energía térmica de calor latente (LHTES). Almacena grandes cantidades de energía aprovechando el cambio de fase resultando un almacenamiento de energía con cambio de temperatura limitado.
- El almacenamiento de calor termoquímico (TCHS) almacena y descarga energía rompiendo y reformando enlaces moleculares. Esta tecnología se encuentra en etapa de investigación.

Los beneficios son:

- Se pueden integrar en centrales térmicas para almacenar energía directamente del vapor de agua o de emisiones de gases calientes circulado a través de las turbinas.

- El precio de HTESS frente a otra tecnología a menudo incluye el costo del equipo de la planta de energía, como calderas y turbinas

Como limitaciones habría que destacar las siguientes:

- La tecnología SHTES está limitada por la máxima temperatura que pueden trabajar los equipos que la componen.
- La tecnología LHTES está limitada por la conductividad térmica
- La tecnología TCHS se que se encuentra aún en fase de investigación.

Almacenamiento aire liquido (LAES)

También conocido como almacenamiento de energía criogénica, utiliza el exceso de energía para comprimir y licuar el aire seco, sin CO₂.

Cuando se necesita energía, el aire se calienta hasta su punto de ebullición expandiéndose a través de un generador.

Entre sus ventajas, destacan las siguientes:

- Utilizada actualmente en la industria. Tecnología madura.
- No limitado por geografía
- Tienen mejoras en eficiencia al utilizar compresores impulsados por vapor o mediante el uso de calor residual.

Sin embargo, sus equipos son muy caros. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [31] se puede observar como a partir de la materia prima utilizada por esta instalación y mediante una serie de procesos químicos como la compresión, la refrigeración, la evaporación y la expansión se consigue la potencia de salida.

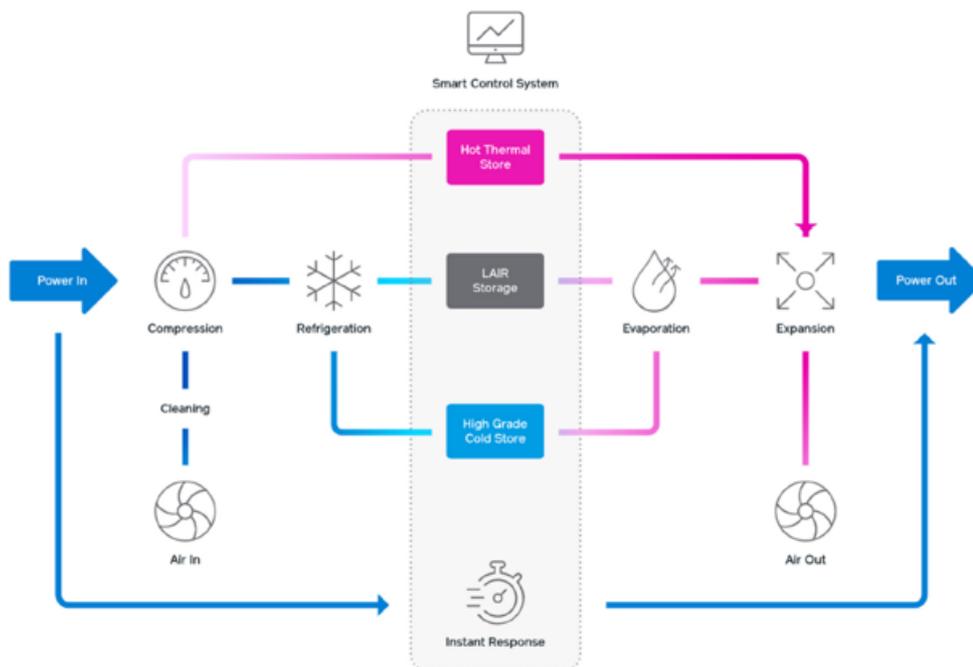


Figura 26. Almacenamiento mediante aire liquido

Almacenamiento Químico

Hidrógeno

En este proceso, el exceso de electricidad se utiliza para producir hidrógeno mediante la electrólisis del agua, el hidrogeno se almacena y posteriormente se libera a través de una celda de combustible para producir electricidad cuando se necesita.

Sus beneficios son:

- Los materiales de almacenamiento de hidrógeno en estado sólido pueden ahorrar mucha energía en comparación con las tecnologías existentes.
- Los hidruros metálicos requieren calor para liberar hidrógeno, por lo que pueden utilizar el calor residual de una planta térmica.

Como inconveniente destacar, que la tecnología MOF tiene una capacidad de almacenamiento limitada.

Amoniaco

Esta tecnología aborda las complicaciones asociadas con el almacenamiento de hidrógeno al convertir el hidrógeno en amoníaco. El hidrógeno, una vez producido por electrólisis del agua, se combina con nitrógeno de una unidad de separación de aire a través de un reactor de amoníaco convencional. El amoníaco, que es relativamente fácil de almacenar a temperatura y presión ambiente, puede quemarse en la planta térmica o un generador independiente o puede producir electricidad directamente a través de una celda de combustible de amoníaco.

Metanol

Esta tecnología aborda las complicaciones asociadas con el almacenamiento de hidrógeno al convertir el hidrógeno a metanol. Un método utiliza hidrógeno de la electrólisis del agua combinándolo con CO₂ extraído de los gases de combustión a través de un reactor. Un segundo método ajusta la combustión para crear gas de síntesis, que se pasa a través de una torre de lodo con catalizador para producir metanol. El metanol puede producir electricidad a través de una celda de combustible de metanol, puede alimentar un generador de gas convencional o usarse directamente como combustible para el transporte.

Almacenamiento Eléctrico

En cuanto a este tipo de almacenamiento, se va a estudiar los supercondensadores (SC) y los superconductores (Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES)

Supercondensadores

Los supercondensadores [32] son dispositivos que se encuentran entre las baterías y condensadores convencionales, ya que pueden almacenar más energía que los condensadores

ordinarios y, además, son capaces de suministrar esa energía en cortos periodos de tiempo, con una potencia mayor que las baterías.

Características positivas son que junto a su elevada vida útil y a la gran estabilidad que presentan hacen que sean dispositivos muy presentes en el futuro cercano del almacenamiento.

Actualmente, estos supercondensadores están presentes en muchas aplicaciones, ya sea en la hibridación con otros sistemas de almacenamiento o como fuentes de energía autónomas.

Superconductores (SMES)

La teoría de su funcionamiento [33] se basa en la superconductividad de ciertos materiales. Cuando estos se enfrían a una temperatura crítica, ciertos materiales muestran un fenómeno conocido como superconductividad, en el que su resistencia eléctrica como su disipación del campo magnético se reducen a cero.

La energía se almacena como un campo magnético de CC, que es producido por una corriente que recorre los superconductores

La tecnología SMES utiliza una bobina para convertir energía eléctrica en una forma magnética para su almacenamiento.

Definición de costes

Los costes principales que incluyen los sistemas de almacenamiento basados en baterías de ion-litio son los siguientes:

7. Bloque de Almacenamiento

El coste del bloque de almacenamiento (Storage Block - SB), C_{SB} , incluye el coste unitario del almacenamiento de la energía. Incluye el módulo de la batería, rack y sistema de gestión de la batería (Battery Energy Storage Systems - BESS); el electrolizador, pilas de celdas de combustible y cavernas para el caso de sistemas de almacenamiento de energía híbridos (Hybrid Energy Storage Systems - HESS); tanque y aislamiento para el almacenamiento térmico.

Coste del bloque de almacenamiento, C_{SB} , en €/kWh.

8. Sistema de Balance

El coste de balance de sistema o balance de planta (Balance of System - BOS), C_{BOS} , incluye el coste del resto de componentes de soporte para el bloque de almacenamiento. Contenedor, cableado, interruptores, bombas de batería de flujo y calefacción, ventilación y aire acondicionado (Heating Ventilation Air Conditioning – HVAC) para las baterías de almacenamiento; sopladores, humidificadores, controladores y compresores para las baterías; grúas, válvulas, tuberías, bombas y aislamiento para el almacenamiento térmico.

Coste del sistema de balance, C_{BOS} , en €/kWh.

9. Sistema de Almacenamiento

El coste del sistema de almacenamiento, C_{SES} , es la suma del coste del bloque de

almacenamiento y del coste del sistema de balance ($C_{SES} = C_{SB} + C_{BOS}$).

10. Equipos de potencia. Sistemas de conversión de energía y convertidor de corriente, rectificador e inversor para las baterías de almacenamiento; hardware de carga, compresores, turbinas, generadores y sistemas de vapor para plantas de almacenamiento de energía térmica; y la isla de potencia con tren motriz electromecánico para las plantas de almacenamiento de energía por aire comprimido.

Coste en €/kW

11. Control y comunicación

Incluye los sistemas de gestión de energía para todos los ESS. Además, hace referencia a los sistemas eléctricos, instrumentación y controles para las plantas térmicas.

Coste en €/kW

12. Sistemas de integración

Coste referido a la integración de los diferentes componentes.

Coste en €/kWh.

13. Ingeniería, adquisición y construcción (EPC)

Incluye costes de ingeniería, así como la ubicación, instalación y puesta en marcha del proyecto.

Costes en €/kWh

14. Desarrollo del proyecto

Costes que incluye los permisos y financiación en €/kWh

15. Integración a la red

Costes asociados a la conexión con la red, incluyendo costes del transformador, medida y aislamiento.

Costes en €/kW

- Costes Operación

Incluye costes como el mantenimiento, garantías y seguros.

- Costes de Desmantelamiento

Costes asociados a la desconexión, desmontaje, reciclado y desecho.

Resumen

Una vez explicadas y analizadas brevemente cada una de las tecnologías, el objetivo es comparar cada una de ellas. Para su comparación se van a utilizar los siguientes indicadores:

1. Madurez tecnológica. Distingue el grado de desarrollo tecnológico de cada sistema de almacenamiento. Siendo positivo mayor grado de experiencia.
2. Degradación. Pérdida de eficiencia producida por ciclo
3. Capacidad de energía y potencia. Cantidad de energía almacenable y duración de ese almacenamiento
4. Tiempo de respuesta. El tiempo necesario para descargar la energía almacenada.
5. Costes relativos. Uno de los factores prioritarios a la hora de decidir el sistema de almacenamiento óptimo.
6. Oportunidad para su integración en los sistemas actuales.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se expresan mediante números comprendidos entre el 1 y el 3 como de bueno o malo es cada propiedad en el almacenamiento elegido. Siendo 1 malo, 2 neutro y 3 bueno.

Como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** hay muchas tecnologías totalmente preparadas para ser comercializadas. No obstante, en este trabajo se ha optado por utilizar las baterías de ion-litio debido a:

- Tecnología dominante para las aplicaciones comerciales e industriales.
- Escalable a diferencia del resto de tecnologías
- Acelerado desarrollo tecnológico
- Buena implementación a la capacidad de potencia deseada para el proyecto
- Gran reducción de costes que ha provocado que sea la tecnología dominante en las aplicaciones de almacenamiento.
- Capacidad rápida de respuesta y buena capacidad de almacenamiento.

ANEXO II. MERCADO ELÉCTRICO

Por todo lo anterior, se hace imprescindible hablar del mercado eléctrico, ya que no se puede valorar el proyecto sin él. El almacenamiento está íntimamente ligado con todos los aspectos técnicos y normativos del mismo.

Sin lugar a dudas, el mercado eléctrico es uno de los mercados más conocidos por la población activa a día de hoy debido a la importancia de la electricidad como bien básico de primera necesidad y a la cantidad de actores implicados en su buen funcionamiento. Actores de la talla de:

7. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en adelante CNMC. Son los encargados de supervisar la integridad y transparencia de los mercados de energía. También gestionan la operación del sistema.
8. Red Eléctrica de España, en adelante REE, es el transportista y operador del sistema eléctrico español. Es el responsable de garantizar el buen funcionamiento del sistema eléctrico, así como el propietario de la red de transporte de Alta Tensión.
9. Grupo OMI. Su función es gestionar los mercados energéticos de la Península Ibérica. Consta de dos sociedades gestoras:
 1. Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español, en adelante OMIE, es el operador del mercado eléctrico. Gestiona los mercados diarios e intradiarios de la Península Ibérica.
 2. Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Portugués, en adelante OMIP, gestora del mercado a plazo.
10. Productores de energía. Como su nombre indica son los encargados de producir la energía eléctrica. Existen muchos tipos de centrales, sin embargo, se va a distinguir en dos grandes grupos.
 1. Centrales Renovables como hidráulicas, solares, eólica, biomasa, geotérmicas, etc.
 2. Centrales no renovables, que utilizan materia prima fósil. Éstas son nucleares, carbón, ciclos combinados, etc.
11. Distribuidoras de energía. Transportan la energía eléctrica en media-baja tensión hasta los lugares de consumo. A pesar de que existen muchas distribuidoras, hay cinco que controlan más del 90% del mercado. Como dato curioso de este agente, el consumidor no puede elegir su distribuidora. Ésta depende de la zona geográfica del mismo. En la Figura 6 se puede apreciar las más importantes por zona geográfica [5]. En ella se observa como, por ejemplo, las distribuidoras con una mayor cota de mercado son i-de y e-redes.
12. Comercializadoras de energía. Son los intermediarios entre el consumidor y la distribuidora. Éstas compran la energía en el mercado eléctrico para posteriormente venderla a sus clientes. Existen más de 300 comercializadoras de mercado libre tras la liberación del mercado en el año 2008.
13. Otros actores con menor peso. Figuras como Consumidor directo, agregador de demanda.



Figura 27. Distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica por zona geográfica

Política Energética

Nuevo Borrador Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

El Nuevo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, actualmente en estado de borrador [1], será el marco regulatorio que rige la política energética en España. Es un marco plural ya que las competencias son compartidas entre la Unión y los Estados Miembros.

Los objetivos principales de la política energética en la UE [8] son:

14. Diversificar las fuentes de energía europeas garantizando la seguridad energética.
15. Garantizar el funcionamiento de un mercado interior de la energía plenamente integrado.
16. Mejorar la eficiencia energética reduciendo las emisiones, al mismo tiempo que se reduce las importaciones de energía.
17. Descarbonización de la economía.
18. Promover la investigación en energías renovables, para así impulsar la transición energética y la mejora en la competitividad.

Cuantificando los objetivos energéticos que se han propuesto desde la UE, acordados en marzo de 2023, incluyen:

1. Un incremento de la cuota de las energías renovables hasta el 42,5 %, con el objetivo de alcanzar la cota de 45 %.

2. Una reducción del consumo de energía primaria y final de un 11,7 % con respecto al 2020.
3. La interconexión de al menos un 15% para los sistemas eléctricos de la Unión.

En el caso español, se tiene un instrumento normativo impuesto por un reglamento europeo como es el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [34] para planificar los retos energéticos.

Se ha publicado en junio 2023 un borrador sobre su actualización donde aspira a integrar la nueva coyuntura de mercado con las diferentes estrategias y planes desarrolladas en 2019-2022, a la vez que incorpora 46 nuevas medidas para cumplir con el objetivo 55 [6] y REPowerEU [7].

Como objetivos europeos/españoles a destacar de este documento para el año 2030, son:

1. Se quiere llegar a 62 GW eólicos y a 76 GW solar fotovoltaicos instalados.
2. 81 % de consumo eléctrico mediante energías renovables.
3. 48 % del consumo final mediante energías renovables.
4. Cierre progresivo del parque nuclear.
5. Instalar una capacidad de almacenamiento de 22 GW.
6. Aumentar la interconexión con Francia hasta los 8 GW.

Fit for 55

El paquete de medidas “Objetivo 55” [X] es un conjunto de propuestas encaminadas a revisar y actualizar la legislación de la Unión Europea, en adelante UE y poner en marcha nuevas iniciativas para que la UE sea climáticamente neutra en 2050. Su expresión remite el objetivo de reducción de las emisiones en al menos el 55 % que la UE ha fijado para 2030.

El objetivo de este paquete de propuestas es proporcionar un marco coherente y equilibrado para alcanzar los objetivos climáticos de la UE que:

- garantice una transición equitativa y socialmente justa;
- mantenga y refuerce la innovación y la competitividad de la industria de la UE garantizando al mismo tiempo unas condiciones de competencia equitativas con respecto a los operadores económicos de terceros países;
- sustente la posición de liderazgo de la UE en la lucha mundial contra el cambio climático.

Para 2030, los objetivos objeto en este **trabajo** son:

1. Un objetivo vinculante para la UE en 2030 de, al menos, un 55 % menos de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con 1990.
2. Un objetivo vinculante para la UE en 2030 de, al menos, un 40 % de energías renovables en el consumo de energía.
3. Un objetivo indicativo para la UE en 2030 de, al menos, un 11,7 % de mejora de la eficiencia energética en el consumo de energía final con respecto al 2020.
4. La consecución del objetivo de interconexiones de electricidad del 15 % en 2030

REPowerEU

El 08 de marzo de 2021, la Comisión Europea presentó un plan llamado REPowerEU [X] para reducir drásticamente la dependencia energética de Rusia, cuyos principales objetivos son:

1. Diversificación de fuentes de suministro.
2. Reducción de la demanda en un 15%, ya que una diversificación absoluta no es posible.
3. Garantizar los niveles de las reservas subterráneas de almacenamiento de gas en un 80% al 01 de noviembre. Subiendo esa cifra hasta el 90%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [7] se observa la importancia de Rusia en las importaciones de gas de la UE en 2022, cuando proveía casi la mitad (45.3 %) del gas consumido en la UE.

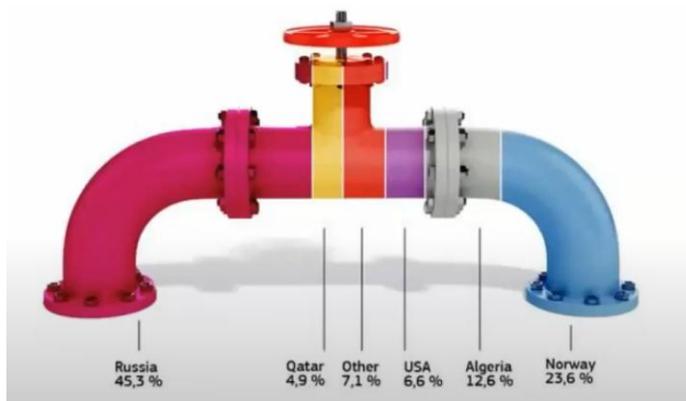


Figura 28. Estructura de las importaciones de gas de la UE

El objetivo de este plan REPowerEU es que en 2027 no se produzca ninguna importación de materia prima energética a partir de Rusia.

A su vez los otros objetivos buscados fueron los siguientes:

1. Reducir en 2/3 partes las importaciones de gas de Rusia a finales de 2022.
2. Fuerte reducción de las importaciones por gasoducto desde Rusia.
3. Aumento muy importante de Gas Natural Licuado GNL, especialmente desde Estados Unidos, Qatar, Nigeria, Israel o Egipto.
4. Nueva infraestructura de regasificación. Desde 2022, Europa ha construido hasta 15 nuevas terminales, la mayor parte de ellas en Alemania.
5. Reforzamiento de entregas por gasoducto por parte de Noruega, Argelia y Azerbaiyán.

Mix Energético Español

La necesidad de garantizar la transformación hacia una economía verde, libre de emisiones es cada vez más evidente en Europa, que se prepara para conseguir el objetivo de cero emisiones en 2050.

Una prueba palpable se puede apreciar en la evolución de la capacidad histórica de generación renovable instalada en España (Tabla 1 [X]).

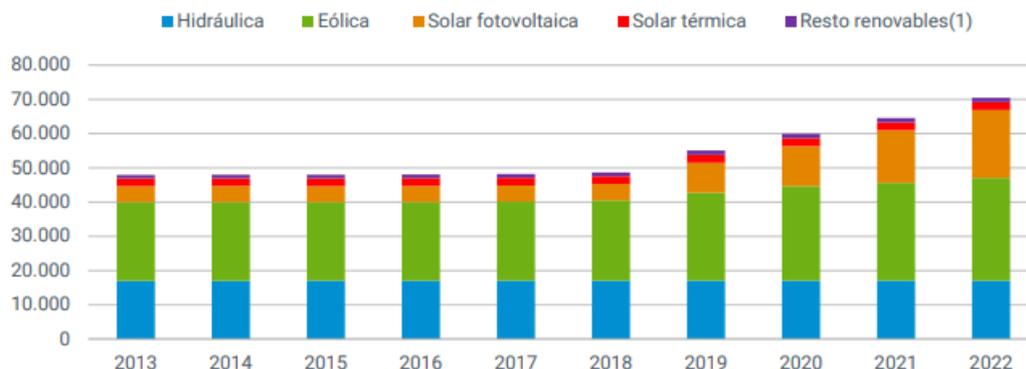
Fecha	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica	17.043	17.050	17.054	17.065	17.099	17.099	17.095	17.095
Turbina de bombeo	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331
Nuclear	7.573	7.573	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.962	10.030	10.030	10.030	9.683	5.733	3.764	3.464
Fuel + Gas	8	8	8	8	8	8	8	8
Motores diésel	811	811	811	811	769	769	769	769
Turbina de gas	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Turbina de vapor	483	483	483	483	483	483	483	483
Ciclo combinado	26.636	26.636	26.636	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11	11	11	11
Eólica	22.934	22.985	23.078	23.443	25.694	27.681	28.683	30.159
Solar fotovoltaica	4.684	4.689	4.692	4.771	8.747	11.663	15.264	19.977
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	887	890	887	891	1.042	1.091	1.093	1.093
Cogeneración	6.245	6.023	5.858	5.845	5.722	5.706	5.655	5.640
Residuos no renovables	456	445	449	449	442	432	445	426
Residuos renovables	153	153	157	157	157	157	170	170
NO RENOVABLES	57.655	56.489	55.872	55.473	54.954	50.978	48.971	48.636
RENOVABLES	48.017	48.083	48.184	48.644	55.055	60.007	64.621	70.809
Potencia total	105.671	104.571	104.055	104.117	110.008	110.985	113.592	119.445

Tabla 36. Potencia Instalada en GW por tecnología

De la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se sacan las siguientes conclusiones:

- En términos globales se ha aumentado la capacidad instalada en el parque generador español a partir de 2019 debido fundamentalmente a la entrada de capacidad renovable. Se está sustituyendo centrales de base, como carbón, por centrales de energías renovables no controlables, provocando un aumento de la capacidad demandada en el parque de generación español.
- La entrada de capacidad renovable ha aumentado notablemente con respecto al 2015, produciéndose desde 2019 una mayor capacidad de energías renovables con respecto a energías no renovables.
- Debido a las políticas ecológicas, se ha producido una gran disminución de las centrales de carbón, provocando una menor capacidad en el parque no renovable de un 16% con respecto al año 2015.
- En 2015, la forma de energía con mayor capacidad instalada en España era los ciclos combinados con un total de 26,6 GWh (cuota de mercado del 25 %). Actualmente, ha sido desplazado por la energía eólica. La capacidad eólica actual es de más de 30 GWh.

Centrándose en la energía generada a partir de fuentes renovables, se puede apreciar en **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, como desde 2013 hasta 2018, la potencia instalada de este tipo de tecnologías estaba en torno a los 48 GW instalados, estando en 2022 en 70 GW [X].



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014.

Figura 29. Evolución anual de la potencia instalada (GW) de EERR.

La mayor parte de esta nueva entrada se debe a la energía solar fotovoltaica, como ya se adelantó anteriormente.

Tras analizar la potencia instalada, o, dicho de otra forma, la capacidad de generación del parque español, conviene analizar la demanda cubierta por cada tecnología. Es conveniente reseñar que tener una central de carbón, o ciclo combinado de 5 GW parada no contamina. Es decir, para ver la evolución hacia la sostenibilidad habría que analizar la cantidad de energía que ha producido dicha tecnología.

De forma análoga a la potencia instalada, se va a analizar la demanda cubierta por cada tecnología. Para ello, la Tabla 2 muestra la evolución de la generación anual por tecnología [X].

Fecha	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica	28.383	36.115	18.451	34.117	24.719	30.632	29.626	17.907
Turbinación bombeo	2.895	3.134	2.249	1.994	1.646	2.751	2.649	3.776
Nuclear	54.662	56.022	55.539	53.198	55.824	55.758	54.041	55.984
Carbón	52.616	37.314	45.019	37.277	12.671	5.021	4.983	7.765
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
Motores diésel	3.345	3.602	3.456	3.178	2.836	2.399	2.517	2.548
Turbina de gas	916	616	871	1.049	671	407	424	657
Turbina de vapor	2.223	2.536	2.674	2.455	2.189	1.388	1.108	1.207
Ciclo combinado	29.027	29.006	37.066	30.044	55.242	44.023	44.500	68.137
Hidroeólica	8	18	20	24	23	20	23	23
Eólica	48.118	47.697	47.907	49.581	54.245	54.906	60.526	61.194
Solar fotovoltaica	8.244	7.977	8.398	7.766	9.252	15.302	20.981	27.902
Solar térmica	5.085	5.071	5.348	4.424	5.166	4.538	4.706	4.123
Otras renovables	3.433	3.426	3.610	3.557	3.618	4.482	4.720	4.657
Cogeneración	25.201	25.909	28.212	29.007	29.615	27.030	26.091	17.754
Residuos no renovables	2.480	2.607	2.608	2.435	2.222	2.016	2.239	1.900
Residuos renovables	818	785	877	874	890	726	878	878
NO RENOVABLES	173.366	160.747	177.695	160.637	162.916	140.794	138.552	159.729
RENOVABLES	94.088	101.089	84.611	100.344	97.913	110.605	121.459	116.683
Potencia total	267.454	261.836	262.306	260.982	260.829	251.399	260.011	276.413

Tabla 37. Evolución de la cobertura anual de la demanda (TWh), por tecnología, en España

De la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se pueden sacar las siguientes conclusiones:

10. La producción nacional en barras de central (incluyendo las pérdidas) ha aumentado considerablemente en 2022 con respecto al año anterior. Eso es debido a que el consumo de electricidad es directamente proporcional a la recuperación económica, por lo que, se aprecia la recuperación de la economía tras la pandemia que azotó el mundo, en especial España, en 2020.
11. La demanda de generación renovable ha aumentado considerablemente (24,0 %) con respecto al 2015.
12. La demanda de generación no renovable ha disminuido escasamente hasta alcanzar la cota de 160 TWh en 2022.
13. Por otro lado, en 2022 la tecnología con mayor participación en la generación son los ciclos combinados, seguidos por la energía eólica.
14. Por último, cabe destacar que la energía nuclear, con tan sólo 7 GW de capacidad instalada ocupa el tercer puesto de generación aportada al sistema. Eso es debido a que tiene un alto nivel de horas equivalentes de funcionamiento. Horas equivalentes es un ratio entre la energía generada y la capacidad instalada.

Para concluir, España ha adquirido el compromiso de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, tanto en el ámbito de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, su Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, como en el de la Unión Europea. Cada vez las propuestas son más ambiciosas.

El paquete de medidas “Objetivo 55” es un conjunto de propuestas encaminadas a revisar y actualizar la legislación de la Unión Europea, en adelante UE y poner en marcha nuevas iniciativas para que la UE sea climáticamente neutra en 2050. Su expresión remite el objetivo de reducción de las emisiones en al menos el 55% que la UE ha fijado para 2030.

El objetivo de este paquete de propuestas es proporcionar un marco coherente y equilibrado para alcanzar los objetivos climáticos de la UE que:

- garantice una transición equitativa y socialmente justa;
- mantenga y refuerce la innovación y la competitividad de la industria de la UE garantizando al mismo tiempo unas condiciones de competencia equitativas con respecto a los operadores económicos de terceros países;
- sustente la posición de liderazgo de la UE en la lucha mundial contra el cambio climático.

Para 2030, los objetivos objeto en este **trabajo** son:

- Un objetivo vinculante para la UE en 2030 de, al menos, un 55 % menos de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con 1990.
- Un objetivo vinculante para la UE en 2030 de, al menos, un 40 % de energías renovables en el consumo de energía.

- Un objetivo indicativo para la UE en 2030 de, al menos, un 11,7 % de mejora de la eficiencia energética en el consumo de energía final con respecto al 2020.
- La consecución del objetivo de interconexiones de electricidad del 15 % en 2030

Por ello, se hace necesario analizar las medidas introducidas, en la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se puede apreciar como el ratio $\text{TCO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ se ha reducido notablemente desde el 2015 al 2020, para cumplir con los objetivos anteriormente descritos.

No obstante, también se observa como durante el año 2022 se ha producido un incremento de las emisiones de CO_2 equivalente asociadas a la generación. Se ha alcanzado la cota de 44,4 millones de toneladas de CO_2 equivalente, en términos porcentuales, casi un 24 % más que 2021, pero un 44 % por debajo de las emisiones contabilizadas en 2015.

Fecha	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Carbón	49.985.654	35.448.089	42.768.449	36.001.786	12.384.273	4.884.685	4.865.740	7.489.053
Fuel + Gas	12	0	0	0	0	0	0	0
Motores diésel	2.651.845	2.811.795	2.728.450	2.234.468	1.998.445	1.641.040	1.720.962	1.742.437
Turbina de gas	726.327	532.295	692.789	1.045.096	675.945	430.930	451.513	703.605
Turbina de vapor	1.978.426	2.257.167	2.380.211	2.209.889	1.970.362	1.259.999	1.007.828	1.094.299
Ciclo combinado	12.047.630	11.966.149	14.943.795	11.841.921	21.183.920	17.133.424	17.393.287	26.196.005
Cogeneración	9.576.334	9.845.285	10.720.487	11.022.568	11.253.753	10.068.747	9.688.053	6.645.748
Residuos no renovables	595.226	625.671	625.916	584.391	533.391	712.029	780.959	575.052
Emisiones totales	77.561.453	63.486.452	74.860.097	64.940.120	50.000.090	36.130.855	35.908.341	44.446.199
$\text{tCO}_2 \text{ eq./MWh}$	0,293	0,245	0,288	0,251	0,193	0,145	0,14	0,163

Tabla 38. Emisiones Generación Española. Datos en $\text{TCO}_2 \text{ eq}$

Por otro lado, es importante destacar que la UE ha desarrollado unas hojas de ruta para la descarbonización como son los fondos Next Generation EU destinados, gran parte de ellos, a la transición energética sostenible para conseguir la neutralidad de Europa en el año 2050.

Liberalización del mercado

La liberalización de los mercados parte del seno de la UE con las Directivas 96/92/CE y 98/30/CE, que inciden y regulan los mercados eléctricos y del gas, con el objetivo de crear un mercado energético único más eficaz, seguro y competitivo. Esta liberalización supone una separación en cada una de las actividades del mercado energético (generación, transporte, distribución y comercialización). No obstante, el transporte y distribución siguen trabajando en monopolio debido

a que duplicar estas redes tiene un coste muy elevado.

La liberalización tuvo lugar en 1998, y gracias a ella se consigue:

- Competitividad en el suministrado de energía.
- Aumento de la calidad del servicio, y por lo tanto, de la competitividad. Ha provocado que las empresas tengan que ajustar su rentabilidad para ser la elegida por el cliente.

En España, la gestión, a partir de 1998, recae sobre el organismo OMIE hasta 2007, cuando posterior a esa fecha es gobernado por el organismo denominado como Mercado Ibérico de la Electricidad, en adelante MIBEL.

Mercado Diario

El mercado diario, también conocido como el mercado spot o como acoplamiento único diario, es un mercado marginalista donde el precio lo fija el Operador del Mercado mediante la intersección de las curvas de oferta y demanda. Los vendedores ofertan a diferentes precios incrementales y los compradores a precios decrementales. Como base, el Operador del Mercado agrega todas las curvas, tanto de venta como de compra, y el punto de corte establece la energía casada y el precio de esa hora.

Todos los días del año a las 12:00 CET se lleva a cabo la sesión para los precios y la energía de las 24h del día siguiente en toda Europa.

El Mercado Ibérico es un mercado acoplado con el resto de Europa desde 2014, por lo que para la casación del precio juegan un papel importante las interconexiones con el resto de países.

Como se comentó anteriormente, el objetivo de la Unión Europea es que exista un único mercado europeo de casación para que en toda Europa el precio de la energía sea el mismo. Desde el punto de vista teórico no parece complicado, sin embargo, hay una limitación técnica bastante importante como son las interconexiones entre los diversos sistemas o mercados interconectados.

Las interconexiones son las uniones entre diferentes mercados y, por consiguiente, diferentes países. Para ejemplificar, en España con Francia (única interconexión con el resto de sistemas europeos) hay en torno a 3 GW de interconexión (frente a unos 70 TW de potencia de generación en 2022), por lo que es imposible que, en todas las horas del año, con esa interconexión tan pequeña, el mercado esté completamente acoplado.

Con el acoplamiento de mercados se busca bajar el precio de la energía eléctrica y aumentar la generación a partir de energías renovables. El sistema más barato exporta al sistema vecino más caro hasta el límite de la interconexión. Cuando ésta está a su máxima capacidad no se puede exportar o importar más energía y aparece el término llamado Renta de Congestión, que no es más que la energía por la diferencia de precios entre ambos mercados contiguos.

El objetivo de la UE es que cada vez los mercados estén más acoplados, bajando la cantidad monetaria de la Renta de Congestión.

Mercado Intradiario

Los mercados intradiarios son una herramienta para que los agentes del mercado puedan ajustar su programa más cerca del tiempo real. Existen dos tipos de mercados intradiarios.

- Mercado intradiario de subastas
- Mercado intradiario continuo

Mercado de subastas

Actualmente, se estructuran en tres sesiones con diferentes horizontes de programación para cada sesión y gestiona la capacidad libre de las interconexiones de España con los países vecinos. Al igual que el mercado diario es un mercado marginalista y de casación donde el volumen y precio se determinan por la intersección entre la oferta y la demanda.

En él se ajusta el Programa Diario Viable Definitivo cuya base de programación es el resultado del mercado diario.

Las sesiones tienen una duración de 50 minutos a excepción de la primera que es una hora. Todas las sesiones son posteriores a la casación del mercado diario y se ordenan de menor a mayor a medida que están más cerca del tiempo real de consumo.

Mercado continuo

El mercado continuo es un mercado muy reciente -desde 2018-. Es conocido como acoplamiento único intradiario, ofreciendo a los agentes ajustar su programa al igual que el mercado de subastas. Tiene dos diferencias fundamentales con el anterior:

- Tiene mayor liquidez. Los agentes pueden beneficiarse de la liquidez disponible en los mercados de otras zonas de Europa, siempre y cuando la interconexión este disponible.
- El mercado continuo se acerca más aún al tiempo real. Puede realizarse un ajuste hasta una hora antes del tiempo real de consumo.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestran por día, periodo y hora los contratos en negociación .

RONDIS CONTINUO PARA DÍA DE ENTREGA "D"																																				
RONDIS PARA EL DÍA "D" - DIA 24H																																				
DÍA	APERTURA	CIERRE	RONDA	PERIODOS EN NEGOCIACIÓN																								SUBASTA ID								
D-1	14:00	15:00	17	17	18	19	20	21	22	23	24																									MM1 1400-1500 (12-24)
D-1	15:00	15:10	18	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
D-1	15:10	15:00	18	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
D-1	16:00	17:00	19	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
D-1	17:00	17:50	20	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24				
D-1	17:50	18:00	20	20																									MM2 1700-1750 (12-24, 1-24)							
D-1	18:00	19:00	21	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
D-1	19:00	20:00	22	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24						
D-1	20:00	21:00	23	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24							
D-1	21:00	21:50	24	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24								
D-1	21:50	22:00	24	24																									MM3 2100-2150 (1-24)							
D-1	22:00	23:00	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24									
D-1	23:00	0:00	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24										
D	0:00	1:00	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24											
D	1:00	1:50	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24												
D	1:50	2:00	4	4																									MM4 1:00-1:50 (5-24)							
D	2:00	3:00	5	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24													
D	3:00	4:00	6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24														
D	4:00	4:50	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24															
D	4:50	5:00	7	7																									MM5 4:00-4:50 (8-24)							
D	5:00	6:00	8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																
D	6:00	7:00	9	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																	
D	7:00	8:00	10	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																		
D	8:00	9:00	11	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																			
D	9:00	9:50	12	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																				
D	9:50	10:00	12	12																									MM6 8:00-8:50 (13-24)							
D	10:00	11:00	13	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																					
D	11:00	12:00	14	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																						
D	12:00	13:00	15	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																							
D	13:00	14:00	16	16	17	18	19	20	21	22	23	24																								

Tabla 39. Horarios negociación mercado continuo.

Mercado a Plazos

Se trata de un mercado de derivados financieros. Está gestionado por **OMIP** y en él se realizan contratos bilaterales. Un contrato bilateral es un acuerdo de compra-venta entre dos participantes del mercado donde se compromete una cantidad de electricidad a un precio y durante un periodo acordado entre ambas partes.

Los Power Purchase Agreements, en adelante PPAs, son contratos bilaterales a largo plazo realizados a medida. Los PPAs tienen numerosos aspectos positivos como son:

- Para el vendedor, le proporciona visibilidad a largo plazo de los ingresos de un proyecto y mitigan otros riesgos como son penalizaciones por desvíos, apuntamientos, etc.
- Para el comprador, le da visibilidad sobre los precios futuros de la electricidad, asegurando costes a precios competitivos. Además, los PPAs son renovables, por lo que le facilita una imagen sostenible.

Existen tres modalidades de PPA.

1. Estructura Física “On-site”.

El generador renovable y el consumidor están conectados a la misma red, es decir, comparten una conexión física.

Esta estructura, si no tiene una solución de almacenamiento, no permite al consumidor desconectarse de la red.

2. Estructura Física “Off-site”.

No es posible una conexión directa entre generador y consumidor, pero tanto el activo de generación como el consumidor se encuentran conectados a la misma red pero no lejanía hace imposible la conexión física.

En este caso, la empresa consumidora puede entrar en un PPA, y se designa una comercializadora, para realizar el suministro físico de energía

3. Estructura sintética o financiera.

Enfoque virtual que sustituye el modelo de PPA físico con una estructura financiera creando un efecto económico en ambas partes.

El generador vende la energía que produce a un consumidor virtualmente y a un precio pactado, es decir, lo que existe es un contrato financiero.

Estos PPAs son mucho más flexibles, ya que generador y consumidor no tiene que estar conectados a la misma red.

Todos los mercados anteriormente descritos son gestionados por MIBEL.

Mercado de Servicios de Ajuste

Es un mercado gestionado por REE a nivel peninsular. Son mercados donde se adecúan los

programas anteriormente descritos a los requisitos de fiabilidad, calidad de suministro y seguridad del sistema eléctrico.

Mercado de Restricciones Técnicas

Una restricción técnica es una situación que REE identifica en el programa que se deriva de los mercados gobernados por OMIE y que hay que cubrir mediante ofertas de energía a subir o bajar que presenta los oferentes, estos oferentes son las unidades de generación y las unidades de consumo de bombeo.

REE dispone de los Procedimientos de Operación donde aparece toda la gestión y normativa vigente. [10]

Se puede identificar restricciones técnicas sobre:

- Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Tras el cierre del mercado diario.
- Programa Horario Final (PHF). Tras el cierre de las sesiones del mercado intradiario
- Sobre el Programa Operativo (P48). Es en tiempo real.

Mercado de Servicios Complementarios

Reserva de potencia adicional a subir

Tras el cierre del mercado diario. Las centrales de generación térmica requieren horas para generar electricidad, a fin de que estén preparadas para cuando se necesite, se ejecuta este mercado.

Regulación Frecuencia- Potencia

Regulación Primaria

Su horizonte temporal alcanza hasta los 30 segundos. Es obligatorio y no retribuido.

Regulación Secundaria

A partir de los 20 segundos y hasta los 15 minutos. Servicio de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo de forma automática los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control "España" y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización neta (energía). La energía de regulación secundaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación automática para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés). [11]

Regulación Terciaria

Servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria de la capacidad disponible a subir y a bajar, teniendo en cuenta la disponibilidad de la fuente de energía primaria. Este servicio de ajuste es gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado, y tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de programación en un tiempo máximo de 15 minutos. La energía de regulación terciaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación manual para la recuperación de la frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés). [11]

Control de tensión

Su objetivo es garantizar el control de la tensión en los nudos de la red.

Reposición del servicio

Tiene por objeto reponer el suministro en caso de una perturbación. Se basa en la capacidad que tiene algunos grupos generadores para arrancar sin alimentación exterior tras un cero de tensión.

Mercado de Desvíos

Es complementario a la banda de regulación terciaria. Este mercado interviene o participa si el desvío previsto medio horario es superior a 300 MWh y se va a mantener durante varias horas.

Los oferentes de este mercado, lanza para cubrir estos desvíos ofertas de incrementar o reducir su producción, en función del desvío a cubrir.

Mercado de Servicios Transfronterizos de Balance

Es a nivel europeo, por lo que se operan a través de la interconexión. El producto que se oferta en este tipo de mercados son bloques de 50 MW para cada hora.

Formación de los precios de la Electricidad

El mercado eléctrico es un mercado marginalista de casación. El mercado casa un precio, dependiente de todos los mecanismos de mercado, y un volumen de energía dependiendo de las ofertas presentadas por los diferentes agentes implicados en él.

Cada unidad de venta debe decidir la cantidad y precio a ofertar, ofertando a diferentes precios incrementales. De la misma forma, cada unidad de oferta decide su cantidad y precio a ofertar con la diferencia que ofertan a precios decrementales.

Una vez recibidas todas las ofertas -tanto de venta como de compra- de todas las tecnologías, se agregan todas las ofertas y en el punto de corte se establece la energía casada y el precio de cada hora.

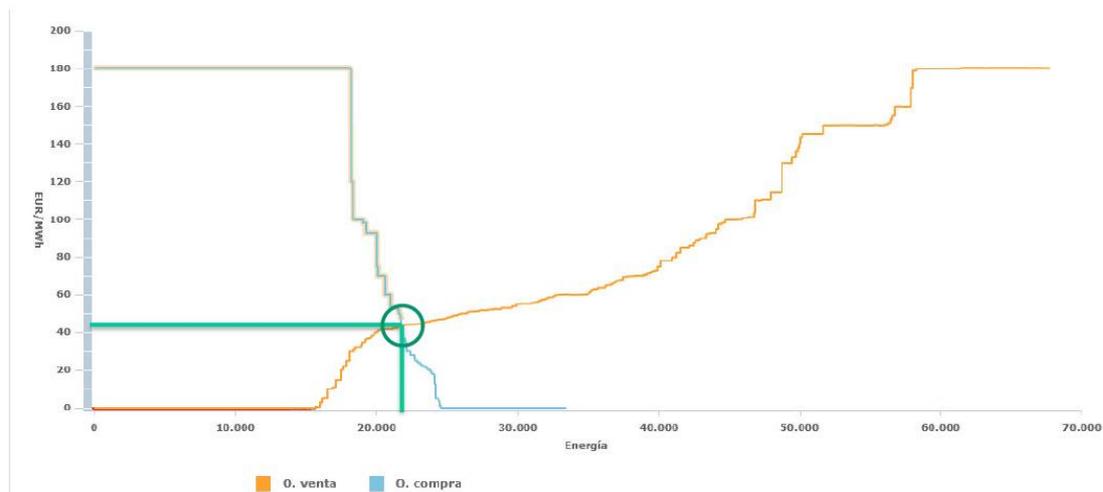


Figura 30. Casación simple en el mercado OMIE/MIBEL

Las ofertas para el día siguiente son enviadas antes de una hora en concreto, dependiendo del mercado de casación. Por ejemplificar, en el mercado diario las ofertas son enviadas antes de las 12:00h del día anterior (D-1).

Habría que tener en cuenta, que los agentes de venta pueden presentar ofertas simples o complejas.

Las ofertas simples no tienen en cuenta ninguna condición y en las complejas se tiene en cuenta una serie de condiciones transversales técnicas y económicas como las citadas a continuación:

- Condición de ingresos mínimos
- Condición de variación de capacidad de producción
- Condición de parada programada
- Condición de indivisibilidad

Por lo tanto, y tras ver estas condiciones, el punto de corte puede variar, modificando la cantidad energía casada y su precio, como se puede ver en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [35]

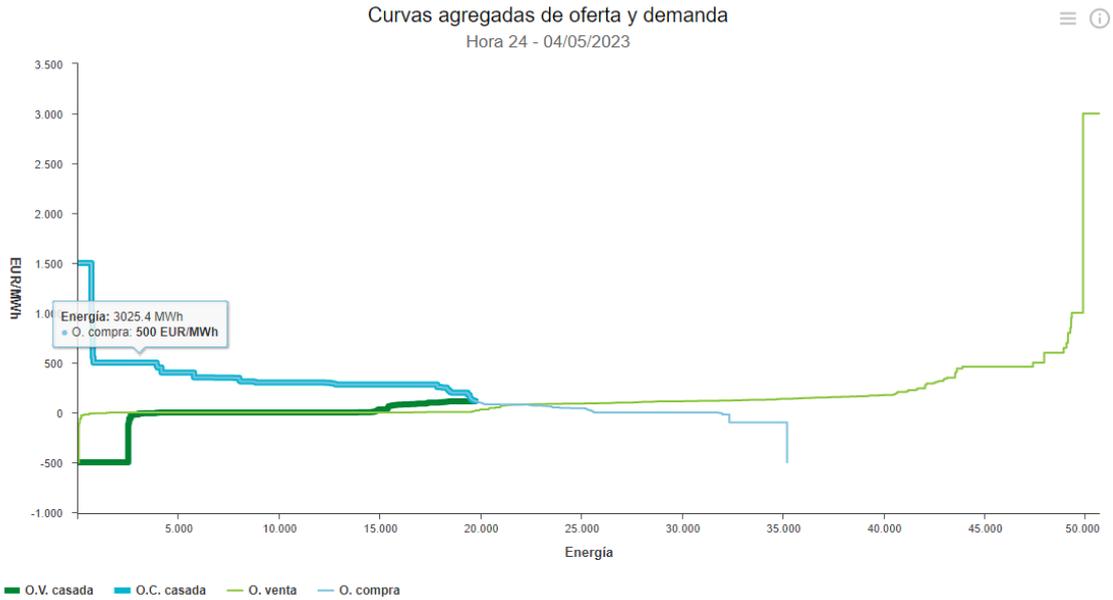


Figura 31. Casación mercado OMIE con condiciones complejas

Esa casación se lleva a cabo en todos los mercados europeos a través del algoritmo llamado Euphemia [36]. Euphemia tiene en cuenta todas las ofertas de compra y venta, las interconexiones, los contratos bilaterales que hubiera y por supuesto las condiciones complejas anteriormente expuestas y explicadas. La función de Euphemia es maximizar el beneficio conjunto de los productores y los consumidores, cumpliendo con las restricciones del sistema.

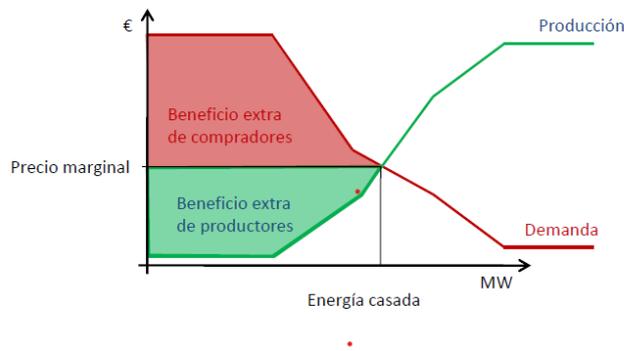


Figura 32. Casación EUPHEMIA. Beneficios

La ejecución del algoritmo se divide en tres etapas:

1. Búsqueda de una primera solución viable.

El objetivo es encontrar una solución que cumplan todas las condiciones impuestas por los

agentes.

2. Mejora sucesiva de la solución encontrada.
3. Verificación del cumplimiento de la capacidad de intercambio.

Se comprueba que el resulta respeta los límites establecidos por la interconexión.

Una vez ejecutado, se obtiene la energía y precio casado para cada hora.

Tras esto, juegan un papel protagonista los mercados de ajuste gobernados por Red Eléctrica de España, estudiando que no existen diferencias entre la oferta y la demanda.

Evolución histórica de los precios

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la evolución del precio medio anual de los mercados anteriormente descritos según OMIE y REE

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado diario	51,67	40,63	53,41	58,12	48,58	35,21	113,17	170,4
Mercado intradiario (subastas MIBEL y continuo)	-	-	-	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,2
Restricciones técnicas PDBF	2,79	2,07	1,46	1,47	0,96	1,79	1,83	2
Banda de regulación secundaria	0,91	0,71	0,63	0,55	0,37	0,4	1,07	2,36
Reserva de potencia adicional a subir	0,19	0,15	0,11	0,23	0,06	-	-	-
Restricciones técnicas en tiempo real	0,18	0,12	0,09	0,07	0,04	0,33	1,16	2,64
Restricciones intradiario	-	-	-	-	-	-	-	-
Incumplimiento de energía de balance	-	-0,02	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,07	-0,3
Coste desvíos	0,26	0,19	0,25	0,16	0,18	0,17	0,47	0,74
Saldo desvíos	-0,02	-0,07	-0,08	-0,05	-0,07	-0,07	-0,18	-0,25
Control del factor de potencia	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07	-0,07	-0,07
Saldo PO 14.6	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,05
Fallo nominación UPG	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicios de ajuste	4,26	3,1	2,38	2,35	1,47	2,54	4,23	7,17
Pagos por capacidad	5,02	2,76	2,71	2,7	2,64	2,63	1,31	0,33
Servicio de interrumpibilidad	1,89	1,93	2,05	1,23	8,91	0,21	-	-
Mecanismo ajuste RD-L 10/2022	-	-	-	-	-	-	-	309,48
Precio total (€/MWh)	62,84	48,42	60,55	64,37	53,41	40,38	118,69	204,15

Tabla 40. Precios históricos mercado eléctrico español (MIBEL).

Como se puede apreciar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, los precios de la electricidad tenían un patron de comportamiento bastante plano hasta el año 2020. Hasta entonces los precios rondaban 50-65 €/MWh existía poca volatilidad, lo que aseguraba proyectos a largo plazo.

La volatilidad se define en términos matemáticos como la desviación típica de una muestra. Si se traslada al ámbito de mercado, se podría definir como el grado de fluctuación que sufre éste respecto a su precio medio.

Sin embargo, y como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, a partir del 2020 (inclusive) todo cambia. En el año 2020 se paralizó la Economía mundial por la pandemia de COVID-19. La covid-19 azoto al mundo, provocando una paralización en la industria.

En ese año, la demanda era tan baja que hizo que la curva cayera notablemente, debido al efecto oferta-demanda

En los años 2021 y 2022, tras la recuperación de la pandemia, ocurrió lo contrario. El precio de la electricidad está ligado al precio de diferentes *commodities* como el gas natural. Los almacenamientos de gas, como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [37], estaban en mínimos históricos provocando un cierto nerviosismo por falta de suministro, lo que provocó un más que notable aumento de precios.

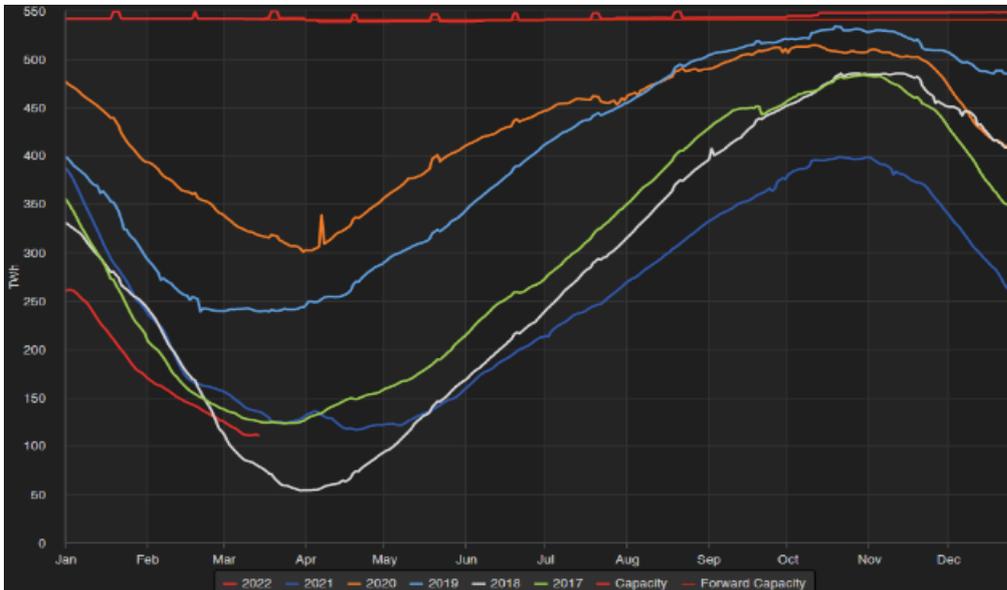


Figura 33. Almacenamiento europeo de GNL. Reuters.

En 2022, el problema se agravó más debido a la invasión de las tropas rusas a Ucrania, iniciada en la mañana del 24 de febrero de 2022. Como consecuencia del ataque ruso, los precios de gas se dispararon a nivel mundial, debido a que Rusia es un gran proveedor de esta materia prima. Un posible corte -total o parcial- en el suministro de gas podría haber acarreado graves problemas de seguridad energética en Europa con una posible destrucción de parte de la demanda y problemas para mantener el volumen de oferta.

Esta situación provocó que la volatilidad histórica alcanzará cotas por encima del 200 % cuando históricamente se encontraba en valores del 30 % como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** [37].

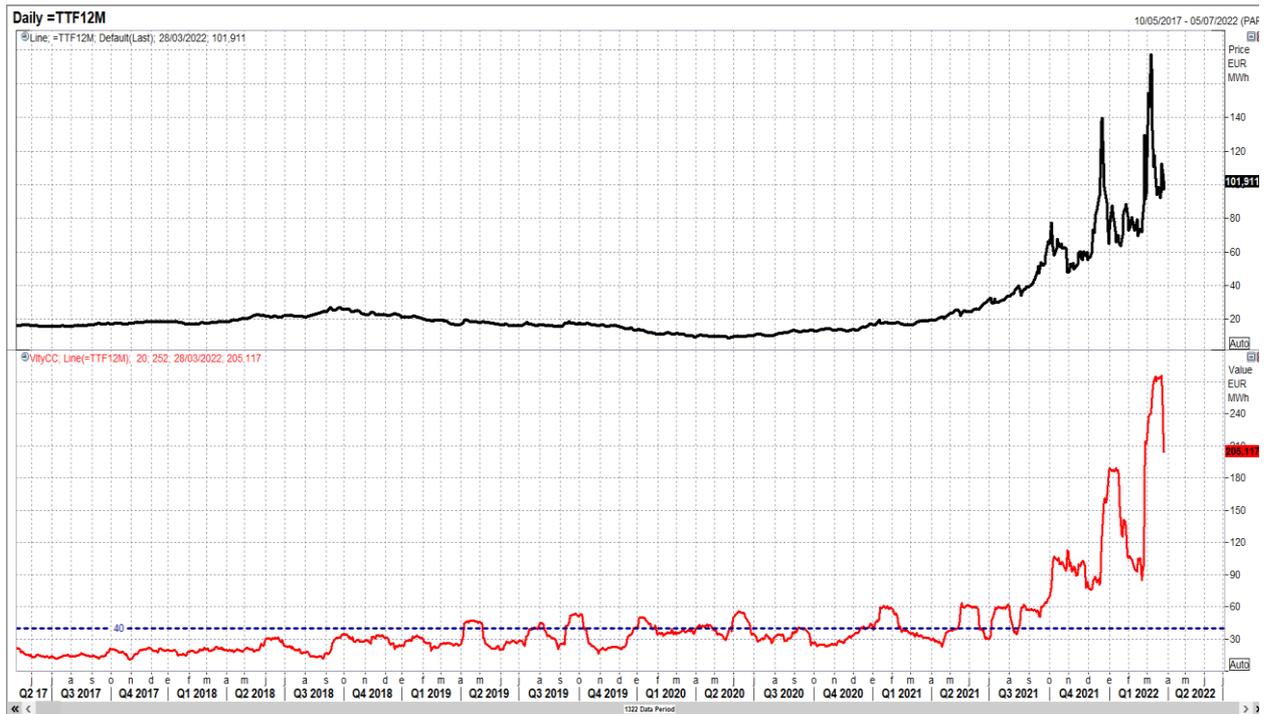


Figura 34. Volatilidad de los precios históricos

Cotizaciones Futuras

Con volatilidades altas es difícil valorar la rentabilidad de un proyecto a 10-25 años, ya que una parte importante para su valoración requiere conocer o estimar el precio medio futuro de la electricidad durante ese periodo de 10-25 años.

Para valorar las cotizaciones futuras en electricidad se utiliza OMIP, el mercado de futuros. Como se puede apreciar en la Figura 8 [9], el año 2024 actualmente está cotizando en un precio superior a 100 €/MWh. Sin embargo, para los años que siguen, la cotización cae. Por ejemplo, el año 2027 cotiza a unos precios de 57 €/MWh.



Figura 35. Cotizaciones futuras OMIP

No obstante, a tan largo plazo la **liquidez** del mercado es muy baja y los precios no son muy representativos.

Ciertamente, la entrada de energías renovables hace que el precio medio del *pool* (mercado diario) caiga con respecto a los 100 €/MWh. No obstante, no hay que olvidar que el precio de casación es un precio marginalista, es decir, el precio lo marca la energía más cara lo que puede provocar que la bajada en el mercado diario no sea tan acusada.

Por otro lado, y como se ha ido comentando a lo largo del trabajo, la inclusión, cada vez más acusada, de energías renovables al mix energético provoca que los costes de los servicios de ajuste sean mayores. Este efecto se puede apreciar en la **referencia**. como el precio de los servicios de ajuste alcanza el valor de 7 €/MWh según REE

Por todo esto, se hace muy complicado pensar que las cotizaciones en los años venideros caerán por debajo de 60 €/MWh.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gobierno de España, «Nuevo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» PNIEC, vol. 2, nº 13, 2023, disponible en <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [2] M. J. Barasa Kabeyi, O. Akanni Olanrewaju, The levelized cost of energy and modifications for use in electricity generation planning, Energy Reports, Volume 9, Supplement 9, 2023, Pages 495-534, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.06.036>
- [3] Lazard, «Lazard 's Levelized Cost of Energy Analysis- version 16.0,» 2023, disponible en <https://www.lazard.com/media/typdggxmm/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>
- [4] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Storage,» 2021, disponible en <https://www.lazard.com/media/42dnsswd/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>
- [5] ComparadorLUZ. [En línea]. Available: <https://comparadorluz.com/faq/distribucion-electrica>.
- [6] Consejo de Europa, «Objetivo 55,» 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/policias/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>.
- [7] Consejo de Europa. Europea, «RePowerEU,» 2022. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.
- [8] Parlamento Europeo, «La política energética: principios generales,» [En línea]. Disponible en: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/68/la-politica-energetica-principios-generales>.
- [9] OMIP, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.omip.pt/es>.
- [10] Redeia, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>.
- [11] Redeia, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>.
- [12] EDP ENERGIA, «Tipos Paneles Solares,» [En línea]. Disponible en: <https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/tipos-paneles-solares/>.
- [13] Atersa. [En línea]. Disponible en: <https://atersa.shop/tipos-de-estructuras-para-paneles-solares/>.
- [14] EIA – U.S. Energy Information Administration, «Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends,» Washington, DC 20585, 2020.
- [15] U. D. o. E. O. o. F. Energy, «Electricity Storage Technology Review,» Washington, DC, 2020.

- [16] Gobierno de España, «GOB,» [En línea]. Disponible en: <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/10>.
- [17] Gobierno de España, «GOB.ES,» 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.bonosocial.gob.es/#inicio>. [Último acceso: 2022].
- [18] Consejo Nacional Mercados y Competencia, «Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad,» 2021.
- [19] Periodico de la Energía, «El mercado regulado de la luz pierde 1,4 millones de clientes en un año,» *El Periódico de la Energía*, 2023.
- [20] Gobierno de España, *Circular 3/2020, de 15 de enero,*, 2020.
- [21] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Orden TED/113/2024, de 9 de febrero, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2024.,» 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-2774.
- [22] Consejo Nacional Mercados y Competencia, «Resolución de 21 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de,» 2024. [En línea]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-26251.
- [23] Consejo Nacional Mercados y Competencia
- [24] Consejo Nacional Mercados y Competencia, *Resolución de 21 de diciembre de 2023, CNMC*, 2023.
- [25] Boletín Oficial del . Estado, «Real Decreto-ley 6/2022,» Madrid, 2022.
- [26] Consejo Nacional Mercados y Competencia, *Circular 03-2020 CNMC*, 2021.
- [27] U. D. O. ENERGY, «2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,» 2022.
- [28] Operador del Mercado Ibérico Español, «OMIE,» 10 01 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?scope=daily&date=2023-01-10>.
- [29] I. n.d., «Infographic_pumped_storage_hydropower_estaton,» 2020.
- [30] E. S. A. n.d., «Mechanical Electricity Storage Technology».
- [31] H. Power, 2020. [En línea]. Available: <https://www.highviewpower.com/technology/>.
- [32] A. C. a. V. F. Jimena Castro-Gutiérrez, «Frontiers,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmats.2020.00217/full>.
- [33] N. Mughees, «What is superconducting magnetic energy storage?,» *Electronics 360*, 2023. [En línea]. Available: <https://electronics360.globalspec.com/article/19329/watch-what-is-superconducting-magnetic-energy-storage>.
- [34] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y

Clima,» Madrid, 2020.

[35] OMIE, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?>.

[36] OMIE, «Funcionamiento del mercado diario,» 2022.

[37] REUTERS, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.reuters.com/>.