

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

El valor del almacenamiento en un mercado
descarbonizado

Autor: Sergio López Martín

Tutor: Cristina Prieto Ríos

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

Sevilla, 2023



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Telecomunicación

El valor del almacenamiento en un mercado descarbonizado

Autor:

Sergio López Martín

Tutor:

Cristina Prieto Ríos

Profesora Ayudante Doctor

Cristina Prieto Ríos

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Autor: Sergio López Martín

Tutor: Cristina Prieto Ríos

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Agradecer a todos los partícipes en esta aventura y que me han ayudado a superarla.

Resumen

Este proyecto tiene como objetivo analizar el valor del almacenamiento de energía en un mercado descarbonizado debido a que nos encontramos en una época de transición tecnológica y económica en la cual se busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y depender menos de los combustibles fósiles.

El almacenamiento de energía se presenta como una solución clave para abordar los desafíos asociados con la intermitencia de las fuentes renovables, haciéndose imprescindible para asegurar la robustez del suministro eléctrico y capacidad estable del mix energético.

Durante este estudio se analizará el funcionamiento del mercado eléctrico, los cambios que se están presenciando con la inclusión masiva de energías renovables y si en el contexto económico actual existe soluciones económicamente viables de sistemas de almacenamiento eléctrico.

Abstract

This project aims to analyze the value of energy storage in a decarbonized market due to the current technological and economic transition in which it seeks to reduce greenhouse gas emissions and depend less on fossil fuels.

Energy storage is presented as a key solution to address the challenges associated with the intermittency of renewable sources, making it essential to ensure the robustness of the electricity supply and stable capacity of the energy mix.

During this study, the operation of the electricity market will be analyzed, the changes that are being witnessed with the massive inclusion of renewable energies and if in the current economic context there are economically viable solutions for electrical storage systems.

Índice

Agradecimientos	7
Resumen	8
Abstract	10
Índice	12
Índice de Tablas	14
Índice de Figuras	16
1. Mercado eléctrico español	1
1.1 <i>Los Agentes del Sector Eléctrico</i>	2
1.1.1 La Generación	2
1.1.2 El Transporte.....	4
1.1.3 La Distribución	6
1.1.4 La Comercialización	8
1.2 <i>Los Reguladores del Sector Eléctrico</i>	8
1.2.1 El Operador del Mercado	8
1.2.2 El Operador del Sistema	10
2 Mercado eléctrico	12
2.1 <i>Mercados a Plazo</i>	13
2.1.1 Mercados no Organizados de Contratos Bilaterales (OTC).....	13
2.1.2 Mercado Organizado de Derivados OMIP.....	13
2.2 <i>Mercado Diario</i>	15
2.3 <i>Mercado Intradía</i>	18
2.3.1 El Mercado Intradía de Subastas	18
2.3.2 El Mercado Intradía Continuo.....	19
2.4 <i>En Tiempo Real</i>	19
3 Mix Energético	20
3.1 <i>Tipos de Generación</i>	20
3.2 <i>Estudio de la Generación Actual</i>	22
3.2.1 Mix Energético de Invierno.....	23
3.2.2 El Mix Energético en Verano	27
3.3 <i>Análisis Tecnológico de los Cierres de Mercado</i>	31
3.3.1 Diciembre-Enero-Febrero.....	32
3.3.2 Marzo-Abril-Mayo	34
3.3.3 Junio-Julio-Agosto	35
3.3.4 Septiembre-Octubre-Noviembre	36
3.4 <i>Conclusiones del Mix Tecnológico Actual</i>	37
4 Análisis de la Gestionabilidad	39
4.1 <i>Análisis de las sobreproducciones</i>	39
4.1.1 Diciembre – Enero - Febrero	40
4.1.2 Marzo – Abril - Mayo.....	41
4.1.3 Junio – Julio – Agosto	42

4.1.4	Septiembre – Octubre – Noviembre	43
4.2	<i>Almacenamiento eléctrico</i>	44
4.2.1	Caracterización de los Sistemas de Almacenamiento Eléctrico	44
4.2.2	Baterías con 2 horas de descarga	45
4.2.3	Baterías con 3 horas de descarga	46
4.2.4	Baterías con 4 horas de descarga	46
4.3	<i>El Almacenamiento Térmico como Solución</i>	48
4.3.1	Almacenamiento en sales fundidas	49
4.3.2	Análisis económico	50
5	Conclusiones	52
	Referencias	53

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Evolución en España[4]	3
Tabla 3-1 Resumen producción enero. Elaboración propia	23
Tabla 3-2 Comparativa generación enero.	25
Tabla 3-3 Resumen producción agosto. Elaboración propia	27
Tabla 3-4 Comparativa generación agosto	30
Tabla 3-5 Resumen cierres horarios. Elaboración propia	31
Tabla 3-6 Resumen datos Enero. Elaboración propia	33
Tabla 3-7 Resumen datos Abril. Elaboración propia	34
Tabla 3-8 Resumen datos Julio. Elaboración propia	35
Tabla 3-9 Resumen datos Octubre. Elaboración propia	36
Tabla 4-1 Generación e ingresos Enero. Elaboración propia	40
Tabla 4-2 Generación e ingresos Abril. Elaboración propia	41
Tabla 4-3 Generación e ingresos Julio. Elaboración propia	42
Tabla 4-4 Generación e ingresos Octubre. Elaboración propia	43
Tabla 4-5 Resumen ejemplos 2 horas de descarga. Elaboración propia	45
Tabla 4-6 Resumen ejemplos 3 horas de descarga. Elaboración propia	46
Tabla 4-7 Resumen ejemplos 4 horas de descarga. Elaboración propia	47
Tabla 4-8 Resultados del sistema de almacenamiento acumulado	50
Tabla 4-9 Resultado de una sola planta	51
Tabla 4-10 Análisis económico. Elaboración propia	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 La estructura del sector eléctrico [1]	1
Figura 2.1. Estructura temporal de los mercados [1]	12
Figura 2.2. Ejemplo OMIP [10].....	14
Figura 2.3. Vol. Por tipo de contrato CNMC [11].....	14
Figura 2.4. Peso de los contratos bilaterales frente al mercado diario. [12]	15
Figura 2.5. Agregada de las ofertas generación. [4]	16
Figura 2.6. Agregada de la demanda. [4]	17
Figura 2.7. Casación del precio marginal. [4]	17
Figura 2.8. Horarios de las subastas intradiarias. [12].....	18
Figura 2.9. Volumen de subastas vs mercado diario. [12]	19
Figura 2.10. Volumen M. Continuo vs Diario. [12].....	19
Figura 3.1. Monótona de Demanda vs centrales [1]	21
Figura 3.2. Generación en España mensual. Elaboración propia.....	22
Figura 3.3. Patrón de la generación horaria invierno. Elaboración propia	23
Figura 3.5. Generación 17/01 [15]	24
Figura 3.4. Generación 09/01 [15]	25
Figura 3.5. Patrón de la generación horaria verano. Elaboración propia	27
Figura 3.6. Generación 30/08 [15]	28
Figura 3.7. Generación 07/08 [15]	29
Figura 3.8. Resumen cierres horarios. Elaboración propia	32
Figura 3.9. TCC vs Precio Enero. Elaboración propia	33
Figura 3.10. TCC vs Precio Abril. Elaboración propia	34
Figura 3.11. HI vs Precio Julio. Elaboración propia	35
Figura 3.12. HI vs Precio Octubre. Elaboración propia	36
Figura 3.13. Evolución capacidad renovable.....	37
Figura 4.1. Ejemplo ilustrativo sobreproducción. Elaboración propia.....	39
Figura 4.2. N.º horas >150% Enero. Elaboración propia.....	40
Figura 4.3. N.º horas >150% Abril. Elaboración propia	41
Figura 4.4. N.º horas >150% Julio. Elaboración propia.....	42
Figura 4.5. N.º horas >150% Octubre. Elaboración propia	43
Figura 4.6 Tecnologías por tiempo de descarga y potencia[17]	45
Figura 4.7. Ingresos almacenamiento 2, 3 y 4 horas. Elaboración propia	47
Figura 4.8. Tecnología colectores cilindro-parabólicos [19]	48

Figura 4.9. Generación termosolar.[18]..... 48
Figura 4.10. Esquema almacenamiento sales fundidas [20] 49
Figura 4.11. Generación solar frente hidráulica. Elaboración Propia 50

1. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Para el desarrollo de este proyecto es esencial partir de un análisis del mercado eléctrico español, para llegar a conclusiones sobre cómo se vende la electricidad, de donde viene su precio, de que depende su variación, los tipos de operaciones que este se desarrollan.

Antes de explicar cómo funciona el mercado eléctrico habrá que desarrollar el contexto del sector eléctrico, comprender los agentes que toman parte en él, profundizando en las actividades, responsabilidades que tiene cada uno de ellos.

Para hablar del sector eléctrico español hay que distinguir entre el flujo económico, flujo físico y la cadena de valor. En la siguiente figura se añade un resumen gráfico.

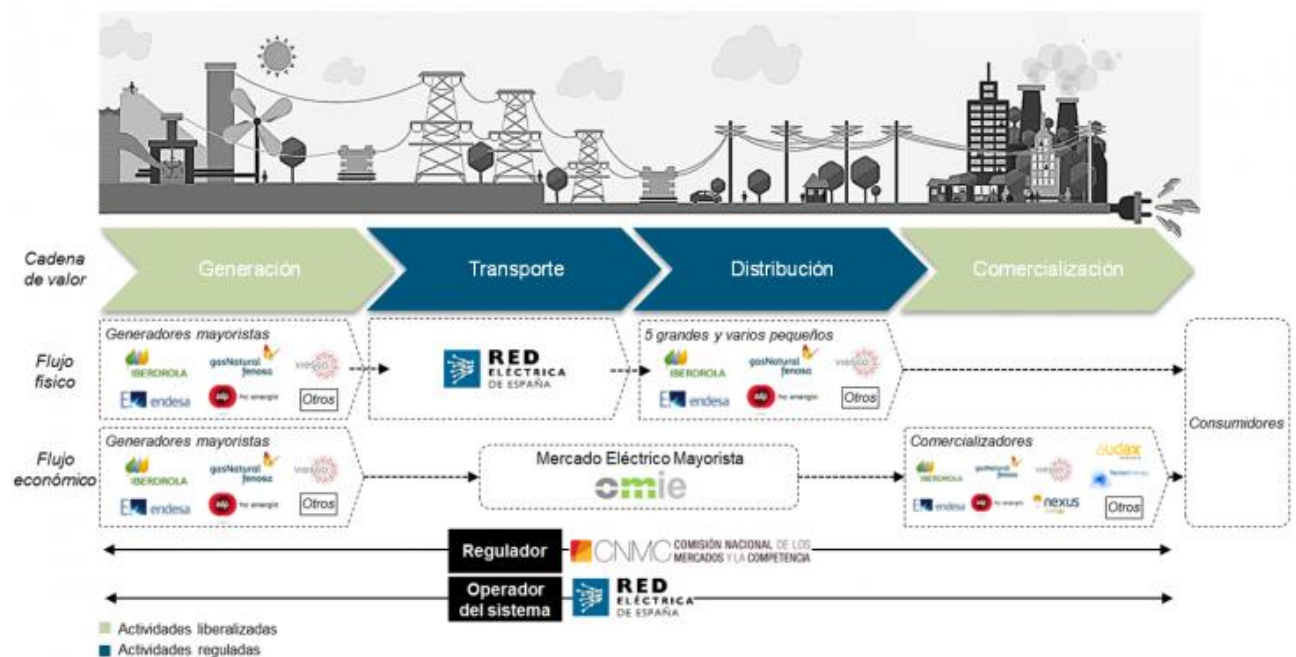


Figura 1.1 La estructura del sector eléctrico [1]

- **Flujo económico:** Todas las empresas que tienen que ver con el precio final de la electricidad, como punto de unión entre generadores y comercializadoras se encuentra el mercado eléctrico mayorista.
- **Flujo físico:** Infraestructura física desarrollada, operada y mantenida por las diferentes empresas distribuidoras y de transporte, en resumen, es el camino que recorre la electricidad desde que se crea hasta que se consume.
- **Cadena de valor:** En esta cadena se representan las actividades que se llevan a cabo en el sector y cuáles de ellas están regularizadas o liberalizadas.

En los siguientes apartados se presentarán a los diferentes agentes que componen la cadena de valor, analizando para cada una de ellas donde se encuentran cada uno de ellos dentro de los flujos. También se presentarán a los contraagentes del sector eléctrico los cuales son los responsables del correcto funcionamiento y la regulación de la actividad.

1.1 Los Agentes del Sector Eléctrico

Existen cuatro actividades fundamentales en España. Se dividen desde la generación, que comprende a todas las instalaciones donde se crea la electricidad, transporte y distribución que se encargan de comunicar la generación con los puntos de consumo y por último la comercialización, donde no existe ninguna instalación física se dedican a comprar y vender electricidad.

Las actividades de distribución y comercialización son las más características en España y las que diferencian el sector de otros países.

Como se mencionó anteriormente, estos son los agentes que forman parte en la cadena de valor. Si se observa la figura 1.1 las actividades estas diferenciadas en dos grupos:

- **Generación y Comercialización** (en verde) que están **liberalizadas**, cualquier empresa puede participar de esta actividad.
- **Transporte y Distribución** (en azul) ambas se definen como actividades **reguladas**, esto quiere decir que es una actividad cerrada formando monopolios naturales supervisados por el regulador, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en adelante CNMC.

Esta estructura se definió con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (Ley del Sector Eléctrico o LSE) [2] donde se modificó de manera sustancial el marco regulador vigente hasta ese momento.

El objeto básico de esta ley, como expresa su preámbulo, es “*establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente*”.

Los principios regulatorios en los que se basa la reforma introducida por la LSE son:

- La separación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia (generación y comercialización).
- La liberalización de la contratación y elección del suministrador de los consumidores finales.
- La libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes.
- La creación de las figuras del operador del sistema encargado de la gestión técnica y del operador del mercado encargado de la gestión económica del sistema.

1.1.1 La Generación

En este bloque estarán incluidos todos los productores de energía eléctrica que perciben ingresos por sus ventas. Por tanto, la definición más global de la Generación será toda actividad que base su negocio en la transformación de una energía primaria (nuclear, térmica, hidráulica, eólica, solar, etc.) en energía eléctrica la cual será vendida para generar un beneficio económico.

Las principales empresas que se dedican a esta actividad son Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, Naturgy, etc. Aunque esta actividad se define como liberalizada, para comenzar a verter energía a la red es necesario pasar por complejos procesos burocráticos para finalmente obtener un permiso del regulador.

El parque de centrales de generación de electricidad o mix energético en España está caracterizado por un alto nivel de diversificación. En la figura 1.2 y tabla 1-1, se puede ver la evolución de la potencia instalada en los diferentes años, datos del informe anual del REE. [3]

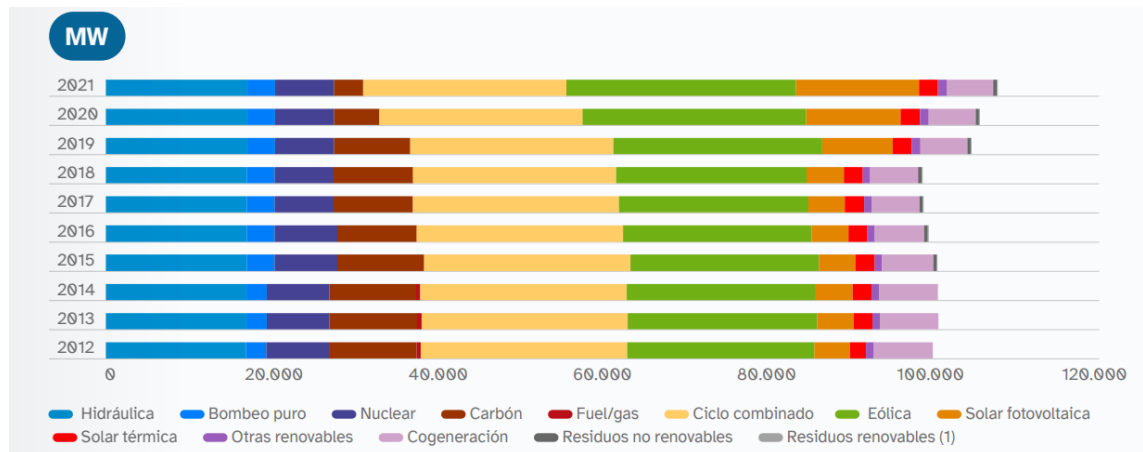


Figura 1.2. Evolución potencia instalada. [3]

Dentro de las diferentes tecnologías que aparecen en el mix español, destacan con respecto a las otras los ciclos combinados, la eólica, solar fotovoltaica y por último la hidráulica. Se observa la gran disminución en carbón, esto es debido a los planes europeos de descarbonización. También es muy notable el crecimiento de la eólica y la fotovoltaica, ambas debidas a los avances tecnológicos que han permitido el abaratamiento del MW instalado.

Es importante entender la diferencia entre potencia instalada o capacidad frente a potencia útil, el ejemplo más sencillo es la nuclear que sin tener unas instalaciones destacables siempre están generando. El opuesto a la nuclear destaca la solar fotovoltaica que aun teniendo una capacidad muy superior la generación final depende de que salga el sol y puedan producir, este tipo de tecnologías se definen como no gestionables.

En la tabla 1.1 se muestra el crecimiento de la capacidad en España junto a la Generación en cada una a nivel de país total y enfrentada con la renovable. En el 2021 el porcentaje de generación renovable en España fue 46,7% un dato que se ve perfectamente reflejado con la gran capacidad renovable que se observa en el mix. Estos datos los ofrece de manera anual el operador del mercado, OMIE.[4]

El desarrollo del mix energético, como ya se ha comentado, ha venido muy marcado por las diferentes políticas europeas de descarbonización y otras decisiones nacionales a las cuales se han visto afectadas las plantas renovables durante los últimos 40 años.

Tabla 1-1 Evolución en España[4]

Fecha	MW Instalados	GWh	MW renovable	GWh renovable	% renovable
2021	113.455	259.905	64.936	121.371	46,70%
2020	110.825	251.399	60.272	110.605	44,00%
2019	110.004	260.829	55.484	97.913	37,54%
2018	104.101	260.982	49.069	100.344	38,45%
2017	104.040	262.306	48.609	84.611	32,26%
2016	104.557	261.836	48.505	101.089	38,61%
2015	105.657	267.454	48.451	94.088	35,18%
2014	105.758	266.512	45.868	107.876	40,48%
2013	105.830	273.286	45.788	109.758	40,16%
2012	105.243	283.119	45.101	85.339	30,14%
2011	102.898	279.354	41.953	86.667	31,02%
2010	101.371	288.527	39.545	95.761	33,19%

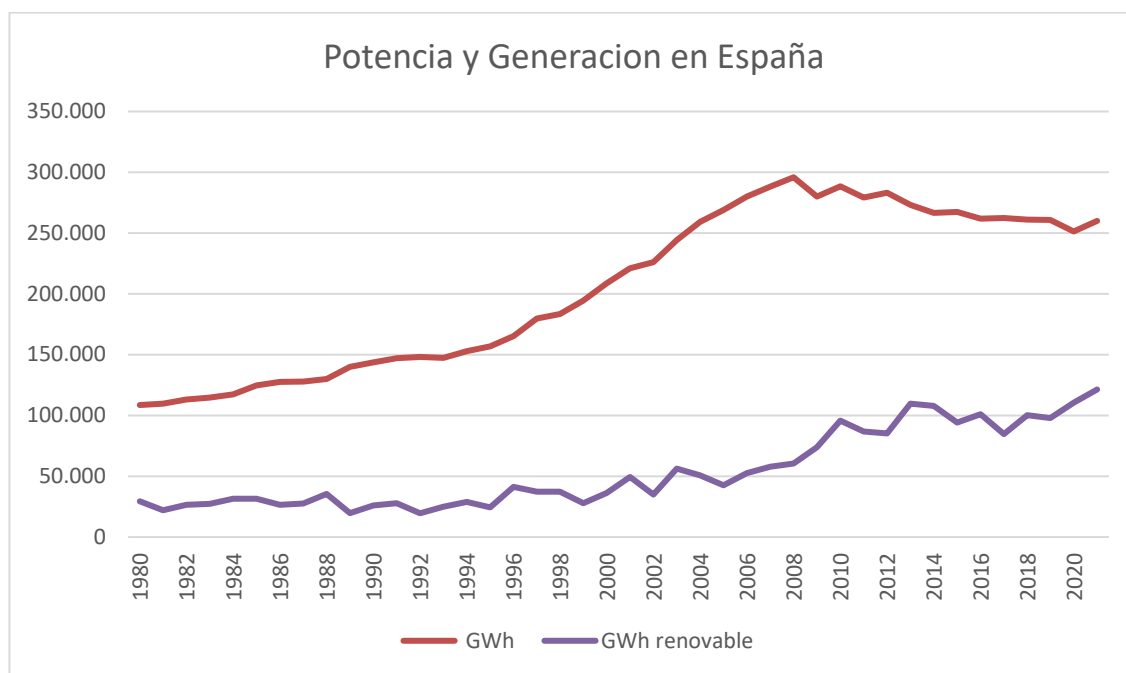


Figura 1.3. Evolución generación renovable en España. Elaboración propia

1.1.2 El Transporte

La actividad de transporte tiene por objeto llevar la electricidad desde el punto donde se genera hasta los puntos de consumo de grandes consumidores industriales conectados directamente a la red de transporte, conexiones internacionales y hasta las subestaciones de Alta Tensión (AT) a través de las cuales se lleva la energía al resto de consumidores, siempre garantizando la calidad y aumentando la seguridad de suministro. La Ley 17/2007 estableció el modelo de transportista único, siendo **Red Eléctrica de España**[3] el titular de toda la red de transporte.

Por definición en España, la red de transporte de electricidad está constituida por las líneas, transformadores y otros elementos de tensión igual o superior a 220 kV, concretamente si se especifica dentro de la península, está constituida por la red de transporte primario (instalaciones de tensión mayor o igual a 380 kV) y la red de transporte secundario (hasta 220 kV). En los sistemas insulares, aunque siendo de tensión inferior a 220 kV, cumplen funciones de transporte (en las islas el transporte se realiza a tensiones inferiores).

En la figura 1.4, se muestra un mapa situacional sobre las redes de transporte donde las líneas rojas representan la red de transporte primario con una tensión de 400kV, mientras que en verde aparecerá la línea de transporte secundario de 220kV. La red de transporte está compuesta por más de 44.600 km de líneas, más de 6.000 posiciones de subestaciones y más de 93.000 MVA de capacidad de transformación. Todos los datos son apartados por REE en su informe anual sobre el desarrollo anual.

Estos activos configuran en la actualidad una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos altos índices de calidad de servicio y que cumple una serie de funciones críticas:

Garantizar el equilibrio y la seguridad del sistema eléctrico nacional.

- Transferencia neta de energía entre distintas subestaciones de la red, pudiendo invertirse el sentido del flujo de energía en función de las circunstancias.
- Minimización de pérdidas.

- Mantenimiento en todos los puntos de la red de los parámetros básicos (frecuencia, tensión) dentro de los límites aceptables.
- Utilización de los medios de producción óptimos en función de la topología de la demanda en cada momento.



Figura 1.4. Mapa físico Líneas de AT. [5]

Como gestor de la red, REE debe presentar sus planes de inversión para cumplir con la planificación que sea aprobada. La planificación de la red de transporte se define atendiendo a criterios técnicos y económicos, por lo que la inversión debe ser reflejo directo o indirecto sobre algunos de estos beneficios.

- Aumento de la fiabilidad de la red
- Reducción de las pérdidas durante el transporte.
- Reducir el coste global menor de la energía suministrada.
- Incorporaciones más eficientes al sistema de nuevos generadores.
- Minimizar la energía no servida.
- Descarbonización del Mix.

Los objetivos del último plan de inversiones 2021- 2026[6] de REE son puntos en el camino para llegar a los objetivos marcador de clima y energía por la Unión Europea:

- Al menos un 55 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 2019.
- Consumir un 32 % de energía proveniente de fuentes renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- Mejora de la eficiencia energética en un 32,5 %
- Conseguir un 15 % de interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Para llegar a estos objetivos la planificación cuenta con una inversión cercana a los 7000 millones de euros, cuyo

objetivo principal está enfocado a mejorar la participación de las renovables en el mix eléctrico hasta un 67% y la reducción de las emisiones de CO₂ EQ.

La retribución de la actividad de transporte se determina administrativamente atendiendo a los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes.

En diciembre de 2013 se aprobó el Real Decreto 1047/2013 por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. Este Real Decreto se basa y consolida los principios retributivos establecidos en el Real Decreto ley 9/2013 y en la Ley 24/2013 [7] y establece una formulación para retribuir los activos de transporte con una única metodología independientemente de la fecha de obtención de la autorización de explotación de cada activo. Además, prevé una revisión del conjunto de parámetros técnicos y económicos por periodos regulatorios de seis años.

Por otra parte, introduce criterios de eficiencia tanto en la construcción de las infraestructuras, especialmente las de carácter singular, como en la operación y mantenimiento de las redes. Asimismo, se introducen criterios destinados al control del volumen de inversión y al control de costes derivados de la proliferación de normativa de carácter autonómico y local.

En resumen, el régimen económico del transporte tomará como base los siguientes principios:

- La retribución por inversión será de los activos en servicio no amortizados.
- La tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado para una actividad de bajo.
- El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones puestas en servicio el año n se inicia el año $n+2$.
- La metodología incluirá incentivos que correspondan por calidad de suministro, reducción de pérdidas.

1.1.3 La Distribución

La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectadas a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores. Otras de sus obligaciones serán construir, mantener y operar las instalaciones de distribución

Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquéllas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre [7], se consideren integradas en la red de transporte (en las Islas Baleares y las Islas Canarias tienen consideración de transporte las instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV).

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

En España, existen 5 distribuidoras de gran tamaño y más de 300 pequeñas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, que desarrollan su actividad en las zonas históricas donde han estado implantadas. Son consideradas como monopolios regionales, en la siguiente figura se muestra el reparto de los territorios entre las 5 grandes distribuidoras.



Figura 1.5. Mapa distribuidoras en España

El marco jurídico de la distribución: las funciones del distribuidor según la normativa vigente son las siguientes:

- Construir, mantener y operar las redes eléctricas que unen el transporte con los centros de consumo.
- Ampliar las instalaciones para atender a nuevas demandas de suministro eléctrico.
- Asegurar un nivel adecuado de calidad de servicio.
- Responder en igualdad a todas las solicitudes de acceso y conexión.
- Medir el consumo.
- Aplicar a los consumidores los peajes o tarifas de acceso.
- Mantener actualizada la base de datos de puntos de suministro.
- Informar a los agentes y clientes involucrados.
- Presentar anualmente sus planes de inversión a las Comunidades Autónomas.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre[7] , del SE establece que la retribución de la actividad de distribución se establecerá reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo con el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico.

Actualmente la norma que regula la retribución de esta actividad es RD 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. En resumen, el régimen económico del transporte tomará como base los siguientes principios:

- La retribución por inversión será de los activos en servicio no amortizados.
- La tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado para una actividad de bajo.
- El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones puestas en servicio el año n se inicia el año $n+2$.
- La metodología incluirá incentivos que correspondan por calidad de suministro, reducción de pérdidas y lucha contra el fraude.

1.1.4 La Comercialización

Según se define en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del SE [7], los comercializadores de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley.

Estas empresas adquieren la energía en el mercado de producción y la suministran a los clientes finales para su propio consumo. Esta adquisición de energía es el principal valor añadido de la actividad de comercialización.

La empresa suministradora ha de realizar una previsión de consumo de todo su segmento de clientes y planificar la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación (mercado diario, mercados a plazo o contratación bilateral) las cuales se analizarán más adelante.

Para llevar la energía al consumidor, las empresas comercializadoras hacen uso de las redes de transporte y distribución, mediante la contratación y el pago de los peajes de acceso. Las condiciones de acceso a las redes y los precios de los peajes correspondientes están regulados por la Administración, de forma que se realiza en las mismas condiciones para todas las comercializadoras.

Las obligaciones de las comercializadoras se encuentran recogidas en el artículo 46 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Son obligaciones de las comercializadoras, entre otras:

- Contratar y mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación con el suministro de energía eléctrica.
- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones, abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.
- Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.

También, de acuerdo con lo establecido por la normativa europea, las empresas comercializadoras tienen la obligación de informar a sus clientes sobre el origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.

1.2 Los Reguladores del Sector Eléctrico

Además de los agentes que ya se han presentado en el apartado anterior el sector cuenta con varios reguladores cuyo objetivo es aplicar las normas regulatorias, asegurar el funcionamiento del mercado, dar transparencia a todo el Sistema. En definitiva, estos organismos tienen la función de gestionar el mercado, operar el sistema y asegurar el suministro actual y futuro de electricidad.

1.2.1 El Operador del Mercado

El Operador del Mercado Ibérico de Energía, OMIE[4] es el organismo que actúa de forma imparcial dentro del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Su principal función es garantizar que todas las actividades se lleven a cabo de forma correcta y transparente. Las funciones que desempeña el Operador del Mercado Ibérico se clasifican en:

1.- Sobre el **funcionamiento de los mercados**:

- La recepción de las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los distintos agentes que participan en el mercado diario de energía eléctrica.
- La recepción de las ofertas de adquisición de energía.

- Recibir de los agentes que participan en los mercados de energía eléctrica la información necesaria, a fin de que su energía contratada sea tomada en consideración para la casación y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del mercado.
- La recepción de las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.
- Realizar la casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación.
- La determinación de los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones en el mercado diario de energía eléctrica para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.
- La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud de los precios de la energía resultantes de las casaciones y de aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.
- Comunicar al operador del sistema las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, realizadas por los distintos agentes que participan en los mercados de energía eléctrica de su competencia, para cada uno de los períodos de programación.
- Comunicar al operador del sistema todas las altas, bajas y modificaciones de agentes y, en su caso, unidades de oferta, con la antelación suficiente para la adecuada actualización de los sistemas de información.
- La definición, desarrollo y operación de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia de las transacciones que se realicen en el mercado diario e intradiario de producción.

2.- Sobre las **reglas del mercado** y el **contrato de adhesión**:

- Proponer para su aprobación las reglas de funcionamiento del mercado de producción.
- La presentación para su aprobación de las modificaciones de las reglas y del contrato de adhesión a las mismas.
- La exigencia a los agentes del mercado de acreditar el cumplimiento de las condiciones reglamentarias para su actuación.

3.- Sobre la **información** a los agentes del mercado:

- En relación con los resultados de la casación, la comunicación a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.
- La comunicación a los agentes del mercado del precio marginal de la energía eléctrica, en el mercado diario y en las sesiones del mercado intradiario, así como de los precios finales de la energía eléctrica.
- La comunicación a los agentes de los pagos y cobros que deben realizarse en virtud de los resultados de la casación de ofertas en los mercados diario e intradiario.
- Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agentes del mercado, de acuerdo con las normas aplicables.
- Sobre la información a terceros.
- La publicación de las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario.
- La publicación de los resultados de los programas de energía agregados por agente y mes natural del mercado de producción de energía eléctrica una vez transcurrido un mes desde el último día de aquél al que se refieran.
- La publicación mensual de las ofertas presentadas por los agentes en cada uno de los mercados diario e intradiario una vez transcurridos tres meses desde el final del mes al que se refieran.
- Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.
- Publicar los índices de precios medios con carácter horario del Mercado Diario e Intradiario. Asimismo,

publicará por vía telemática la información relevante en los términos previstos en el artículo 28 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

- Calcular y publicar el precio final medio del mercado de producción de energía eléctrica, así como las componentes del precio final.

4.- Sobre los principios de **independencia, transparencia y objetividad**:

- Adoptar las medidas y acuerdos que sean necesarios para el efectivo cumplimiento de las limitaciones de participación directa o indirecta en el capital social de la Compañía, incluso mediante la compraventa, obligada para el partícipe interesado, de la participación determinante del incumplimiento de dicha disposición legal.
- Elaborar y hacer público el código de conducta del operador del mercado.
- Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento de éste.

1.2.2 El Operador del Sistema

La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normativa vigente.

La función de Red Eléctrica, como operador del sistema, consiste en garantizar el equilibrio del sistema eléctrico español. Para ello, realiza las previsiones de la demanda de energía eléctrica y gestiona en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico, logrando que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en cada instante con la demanda de los consumidores. En el caso de que difiera, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía de manera que se mantengan márgenes de generación suficientes para hacer frente a posibles pérdidas sobrevenidas de generación o cambios en el consumo previsto.

Además, en el sistema eléctrico peninsular, Red Eléctrica gestiona los denominados mercados de servicios de ajuste, mercados mediante los que se adecuan los programas de producción, libremente establecidos por los sujetos en el mercado diario y mediante contratación bilateral, y posteriormente en el mercado intradiario, a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Se entiende por servicios de ajuste o mercados de ajuste, la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Los servicios de ajuste como operador del sistema serán:

- **Solución de restricciones técnicas:** Servicio de ajuste cuya finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema, mediante la limitación y modificación, en su caso, de los programas de producción de las unidades de generación y de consumo de bombeo que resuelven las restricciones técnicas identificadas con el menor coste para el sistema.
- **Regulación secundaria:** 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.
- **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.
- **Energía de balance de tipo Replacement Reserve (RR):** Servicio que tiene por objeto hacer frente a los desequilibrios del sistema entre la generación y el consumo, y restablecer o mantener el nivel de energías de recuperación de la frecuencia.

En los sistemas no peninsulares de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla para garantizar el equilibrio constante entre generación y demanda en tiempo real, Red Eléctrica lleva a cabo un despacho económico de las unidades de generación.

REE elabora anualmente las previsiones de evolución de la demanda eléctrica a medio y largo plazo, así como de su cobertura, fundamentales para la elaboración de los planes de desarrollo futuro de la red de transporte, que son aprobados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La **Planificación eléctrica**[6] se refiere al desarrollo de la red de transporte, y planificación indicativa que, sin tener en cuenta la capacidad de las redes eléctricas, establece los escenarios de posible evolución de demanda y parque de generación objetivo en cuanto a generación y suministro de electricidad.

La planificación indicativa queda plenamente recogida en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [8]. El PNIEC también se constituye como instrumento para la consecución de los objetivos nacionales propuestos en el artículo 3 de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, Ley 7/2021:

- Reducir en el año 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española en, al menos, un 23 % respecto del año 1990.
- Alcanzar en el año 2030 una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 %.
- Alcanzar en el año 2030 un sistema eléctrico con, al menos, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovable.
- Mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5 %, con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria.

2 MERCADO ELÉCTRICO

Una vez analizada la estructura y los agentes del sector eléctrico español, en este capítulo se analizará los diferentes mercados, tipos de ofertas y contratos para entender los tipos de ventas que se desarrollan por parte de los generadores y a que precios.

Como se comentó en el capítulo anterior el mercado eléctrico ibérico sigue un modelo de mercado[9]:

- **Competitivo tanto en generación como en comercialización.** Esto significa que los productores de energía son libres de generar y vender la potencia producida en un mercado de energía justo y transparente, cuyos resultados podrán ser analizados por cualquier ciudadano. A su vez los clientes finales podrán decidir a quién comprar su energía en el denominado mercado minorista. Llegarán a acuerdos donde adaptarán sus formas de pago al tipo de consumo que realicen.
- **Marginalista,** es decir, el último agente generador de energía que entre al mercado marcará el precio de la energía a pagar por todos los compradores y a recibir por todos los vendedores. Esto incitará a los inversores a adentrarse en tecnologías novedosas y más baratas, que les reportarán más beneficios, dejando atrás y expulsando del mercado a las tecnologías más antiguas y costosas.

Según el momento temporal hasta el consumo existen varios tipos de mercados, gestionados por diferentes agentes, en la siguiente figura 2.1 se presenta un resumen de estos.

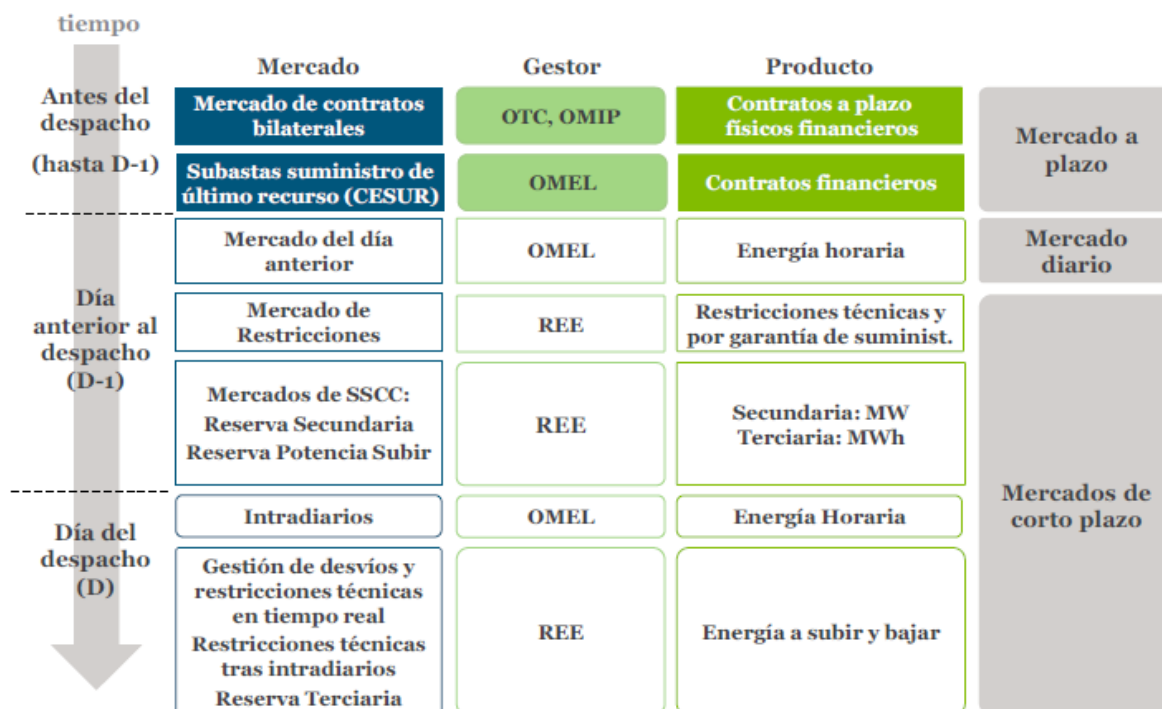


Figura 2.1. Estructura temporal de los mercados [1]

En los siguientes apartados se detallarán las características de cada mercado: a plazo, diario y de corto plazo.

2.1. Mercados a Plazo

Los mercados a plazo de electricidad son un conjunto de mercados en los que, con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas.

Los mercados a plazo cumplen un papel crucial en un mercado liberalizado desarrollado. Efectivamente, cuando son suficientemente profundos y líquidos, permiten a los agentes compradores y vendedores gestionar sus riesgos, al tiempo que facilitan la competencia en el mercado.

Los mercados a plazo de electricidad en España son los siguientes:

- **El mercado no organizado de contratos bilaterales** (conocido como OTC), en el que se negocian contratos físicos y financieros.
- **El mercado organizado de derivados** gestionado por OMIP.

Normalmente este tipo de contratos se aplican a todas las centrales de generación que tienen unos grandes costes por inercias, o en su defecto que se sabe que van a funcionar continuamente.

2.1.1 Mercados no Organizados de Contratos Bilaterales (OTC)

En este tipo de mercado, la negociación y contratación de productos financieros a plazo se hace directamente entre las partes, sin cámara de compensación, y contratos no están normalizados.

Este tipo de compra permite la gestión del riesgo en la variación y desconocimiento de los precios futuros en el mercado. Esta negociación va surgiendo de manera espontánea entre los agentes del mercado de forma bilateral y no organizada, por lo que estos mercados se denominan **OTC** (Over The Counter). Las operaciones realizadas entre los agentes pueden registrarse o no ante organismos independientes.

Desde 2011 MEFF (Sociedad Rectora del Mercado de Productos Derivados S.A.U.) actúa como un mercado secundario oficial regulado por las leyes españolas e integrado en Bolsas y Mercados Españoles (BME), el operador de los Mercados de Valores españoles. Los contratos de derivados de electricidad negociados en MEFF son compensados y liquidados en **BME Clearing**.

La Cámara BME Clearing proporciona un mecanismo que garantiza el buen fin de las operaciones a las dos contrapartes. Para facilitar la negociación, el Mercado especifica características estándares para los contratos.

Los contratos que se registran en BME Clearing son Futuros y Swaps negociados bilateralmente OTC, es decir acuerdos de compra o venta de una cantidad específica de electricidad en una fecha futura a un precio fijado entre dos partes.

Los tipos de contratos bilaterales son los Swap y Futuros donde la diferencia entre ellos se encuentra en la frecuencia de liquidación de las pérdidas y ganancias:

- En los contratos de Swap las pérdidas y ganancias no se liquidan diariamente, aunque tienen una liquidación periódica.
- En los contratos de Futuro las pérdidas y ganancias se liquidan diariamente.

2.1.2 Mercado Organizado de Derivados OMIP

En los mercados organizados de derivados los tipos de productos financieros están normalizados. En España el mercado organizado está gestionado por **OMIP/OMIClear**, organismo creado en 2003 para favorecer el desarrollo del Mercado Ibérico de Electricidad.

Se pueden contratar futuros con o sin entrega física de energía eléctrica. Existen dos mecanismos básicos de contratación, uno mediante subastas y otro mediante mercado continuo.

OMIClear es la cámara de compensación que asegura la liquidación de los contratos registrados, tanto la liquidación diaria de ganancias y pérdidas de los contratos de futuros durante el periodo de negociación como la liquidación financiera de las operaciones en el periodo de entrega, y si es el caso de futuros con entrega física de la energía, la notificación y envío de las posiciones a la entidad responsable de la liquidación física de los

contratos.

Los futuros son contratos de compra-venta de energía firme durante un periodo de tiempo especificado y a un precio fijo. En la siguiente figura, se muestran las cotizaciones de futuros en el mercado a plazo de OMIP.

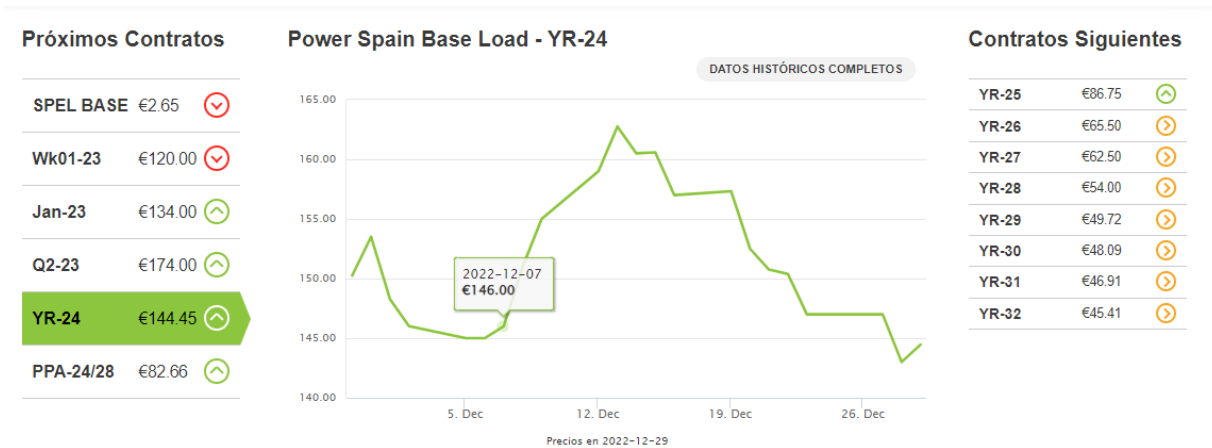


Figura 2.2. Ejemplo OMIP [10]

Estos se pueden adquirir en una fecha concreta o para periodo de tiempo una determinada una cantidad de MW para el año siguiente, o incluso hasta con seis años de antelación. Desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar también contratos con subyacente español en el **mercado organizado de futuros europeo de EEX**.

La CNMC en sus documentos aporta una gráfica sobre la cantidad de energía que se ha cerrado en el mercado a plazos entre los años 2014 y julio del 2022.

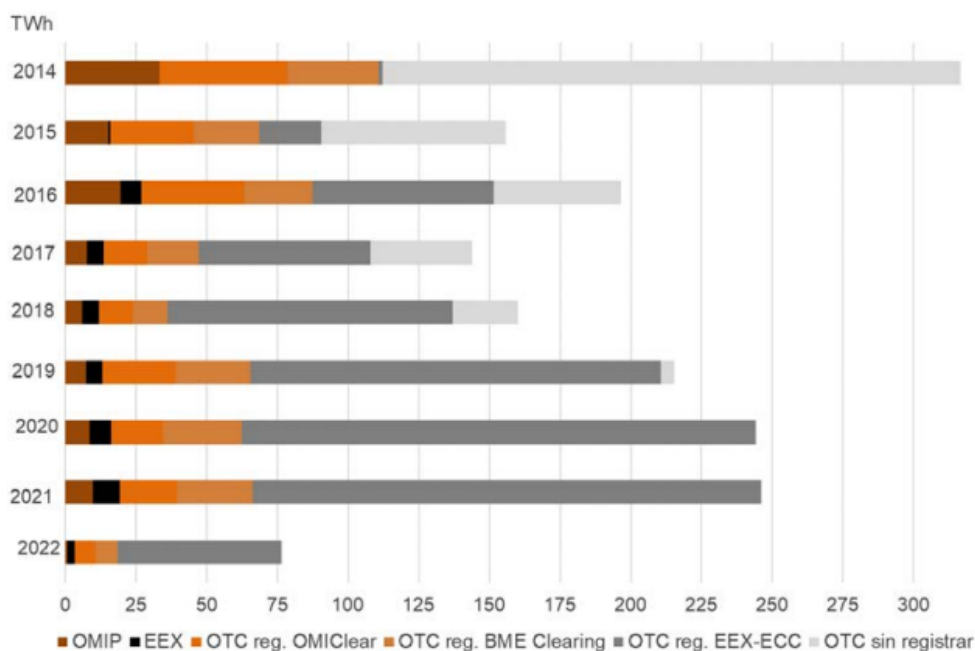


Figura 2.3. Vol. Por tipo de contrato CNMC [11]

Como se puede observar en los dos últimos años se ha superado los 220 TWh de volumen anual negociado lo que equivale a prácticamente la totalidad de la generación de esos mismos años.

Por su parte, la OMIE también ofrece datos sobre el volumen de energía que forma parte de contratos bilaterales

en sus informes mensuales, se adjunta un ejemplo del mes de noviembre de 2022 en la figura 2.4, donde se observa que el porcentaje ese mes se colocó en torno al 40% de la energética negociada en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

1.13 Energía proveniente de contratos bilaterales en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) En España

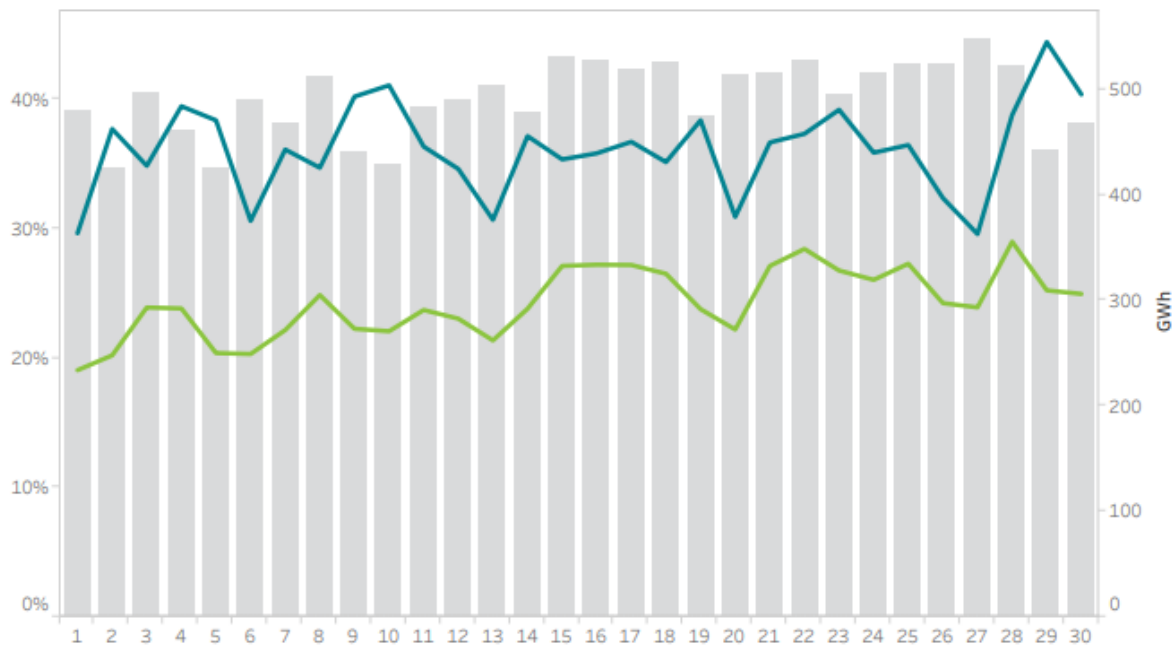


Figura 2.4. Peso de los contratos bilaterales frente al mercado diario. [12]

2.2 Mercado Diario

El mercado diario tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para cada una de las horas del día siguiente, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición por parte de los agentes del mercado. En él actúan como vendedores los generadores y como compradores los comercializadores y clientes directos a mercado. Los agentes externos pueden ser tanto compradores como vendedores, según se trate de importaciones o exportaciones de electricidad.

El operador del mercado OMIE realiza la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica (recibidas antes de las 12.00 horas del día para las 24 horas del día siguiente), por medio del método de casación simple o compleja, según el tipo de ofertas que concurran:

Las **ofertas simples** son en España ofertas de bloque horarios hasta un máximo de 25 tramos (uno por hora más uno extra si hay cambio de hora).

Las **ofertas complejas** permiten a los generadores de energía puedan vender solo si se cumplen una serie de condiciones. Estas condiciones son las siguientes:

- **Condición de indivisibilidad:** Permite “unir” los bloques de horas, de manera que si la oferta resulta casada tiene que ser toda la energía ofertada en conjunto. Si se usa esta condición no se puede declarar ninguna más.
- **Condición de gradiente de carga:** Entre dos periodos consecutivos solo permitirá una diferencia máxima de energía. Esta condición se usa en las centrales que tienen inercias elevadas para los cambios de producción.
- **Condición de ingresos mínimos:** Solo casa la energía que ha ofertado para las diversas horas si en total logra llegar a unos ingresos mínimos. En caso de no llegar a esos ingresos retira toda la oferta.

- **Condición de parada programada:** permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

Los vendedores tienen la obligación de presentar ofertas en el mercado de todas las unidades de producción disponibles excepto aquellas que formen parte de un contrato bilateral físico. También podrán presentar ofertas de venta de energía los agentes comercializadores no residentes autorizados a ello.

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, OMIE las agrega y ordena por precio ascendente, resultando así la **curva de oferta** del mercado para cada hora, se ilustra en la figura 2.5.

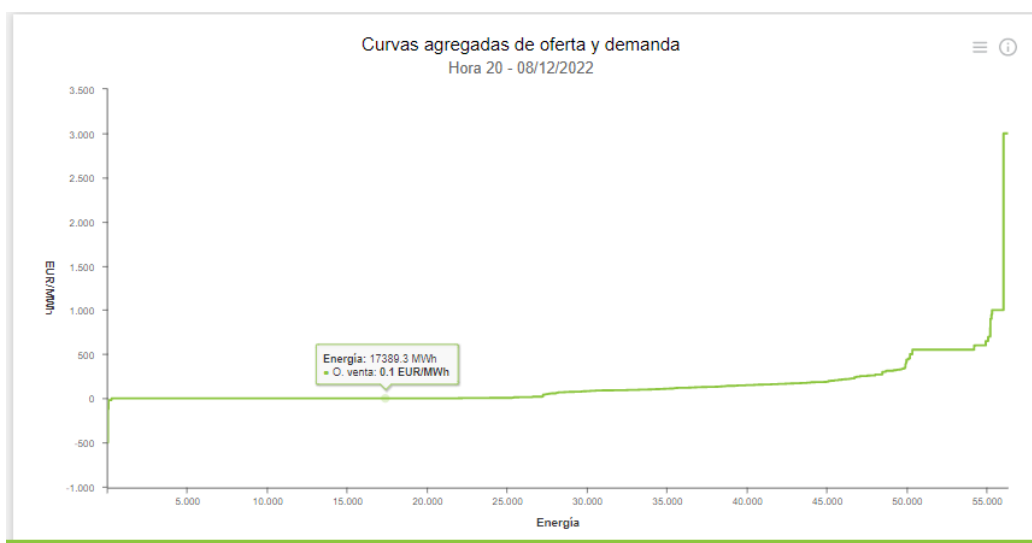


Figura 2.5. Agregada de las ofertas generación. [4]

Los compradores en el mercado son los comercializadores y los consumidores directos. Los compradores podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario:

- Los **comercializadores** acuden al mercado para adquirir la electricidad que precisen para suministrar a sus consumidores o bien suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor.
- Los **consumidores directos** pueden adquirir energía directamente en el mercado organizado, a través de un comercializador, o bien suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor.

Al igual que en el caso de la curva de oferta, la **curva de demanda** también tiene tramos en los que indirectamente se agrupan determinados tipos de consumidores. Los comercializadores de referencia y muchos comercializadores suelen ofertar al máximo precio permitido con el fin de asegurar que los consumidores tendrán la energía que demandan. Mientras que existe otro grupo de compradores que solo están dispuestos a comprar si la casación se diese por debajo un precio concreto. Se adjunta un ejemplo en la siguiente figura.

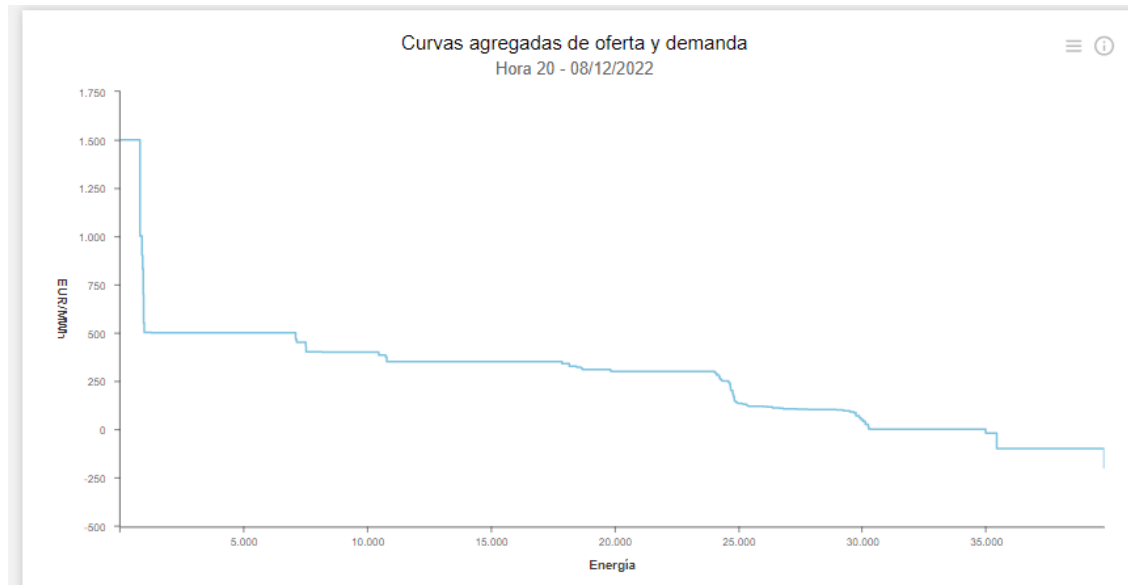


Figura 2.6. Agregada de la demanda. [4]

La casación o **precio marginal** del mercado para la hora h del día D se determina por la corte de las agregadas de oferta y demanda en el mercado para la hora h . En la figura 2.7 se observa, las agregadas presentadas anteriormente, las rectas que representan las casaciones finales y el precio marginal para la hora h del día D . Este proceso se repetirá para cada hora del día definiendo los precios en cada tramo.

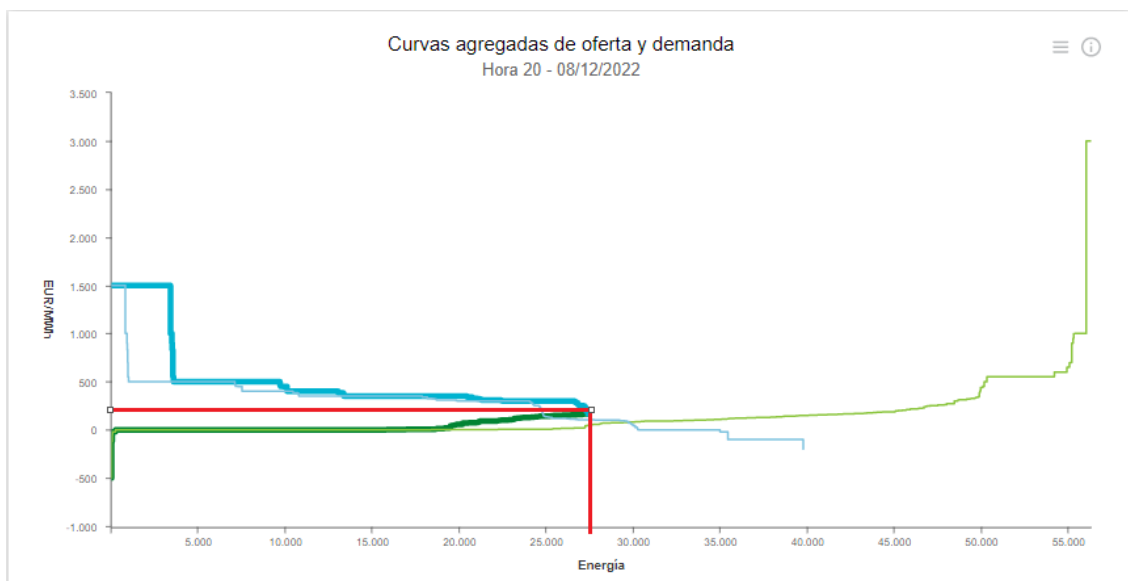


Figura 2.7. Casación del precio marginal. [4]

Los agentes pueden acudir al mercado con independencia de que estén en España o en Portugal. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupa totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio se ejecuta de manera separada (“*market-splitting*”) de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.

- El **método de casación simple** obtiene de manera independiente el precio marginal y el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada unidad de producción y adquisición para cada hora.
- El **método de casación compleja** obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añaden las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Después se realiza un proceso iterativo hasta que se cumplen las condiciones de ingresos mínimos y parada programada, y se consigue no superar la capacidad máxima de interconexión internacional.

La figura anterior muestra un ejemplo de casación de ofertas de compra y venta en una hora determinada. La diferencia entre las ofertas de venta iniciales y las ofertas de venta casadas se debe a la retirada de algunas ofertas de venta por incumplimiento de alguna de sus condiciones de casación compleja, esto puede verse comparando las líneas más gruesas siendo estas las casadas finalmente frente a las finas que son las ofertas iniciales.

2.3 Mercado Intradiario

Los Mercados intradiarios son una importante herramienta para que se pueda ajustar el programa resultante del mercado diario, conforme a las necesidades que se esperan en tiempo real algunos ejemplos de situaciones que se pueden dar son: la variación de generación con viento o solar y la variación del consumo de clientes con respecto a las previsiones.

Los mercados intradiarios se estructuran actualmente en seis sesiones de subastas en el ámbito MIBEL y un mercado continuo transfronterizo europeo, y se llevan a cabo una vez el operador del sistema ha realizado, después del mercado diario, los ajustes necesarios para que el programa resultante sea viable.

2.3.1 El Mercado Intradiario de Subastas

El mercado intradiario de subastas se estructura actualmente en seis sesiones con diferentes horizontes de programación para cada sesión y gestiona las áreas de precio de Portugal y España, y la capacidad libre de las interconexiones: España-Portugal, España-Marruecos y España-Andorra, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección entre la oferta y la demanda.

Las subastas intradiarias, al igual que el mercado diario, siguen el modelo marginalista y el modelo de acoplamiento de mercados para las fronteras que gestiona.

Las seis sesiones con la siguiente distribución de horarios por sesión:

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 2.8. Horarios de las subastas intradiarias. [12]

En la figura 2.9 se muestra el volumen de energía negociado en este mercado frente al mercado diario, datos del OMIE.

Mercado intradiario subastas



Figura 2.9. Volumen de subastas vs mercado diario. [12]

2.3.2 El Mercado Intradiario Continuo

El mercado intradiario continuo también llamado acoplamiento único intradiario (SIDC, por sus siglas en inglés), al igual que el mercado intradiario de subastas, ofrece a los agentes del mercado la posibilidad de gestionar sus desbalances de energía con dos diferencias fundamentales con respecto al de subastas:

- Además de acceder a la liquidez del mercado a nivel local, los agentes pueden beneficiarse de la liquidez disponible en los mercados de otras áreas de Europa, siempre que haya capacidad de transporte transfronteriza disponible entre las zonas.
- El ajuste puede realizarse hasta una hora antes del momento de entrega de la energía.

Como diferencia fundamental con el resto de los mercados este funciona como si fuese un mercado Stock clásico, siendo la casación igual a la cantidad ofertada (Pay-as-bid)

En la figura 2.10, se puede observar el volumen de energía negociado en este mercado frente al mercado diario, datos del OMIE.



Figura 2.10. Volumen M. Continuo vs Diario. [12]

2.4 En Tiempo Real

Todo lo contado hasta ahora en los apartados anteriores son los mercados que actúan para preparar el tiempo real, el objetivo será acercarse lo máximo posible a una casación perfecta entre la oferta y la demanda. Es importante también mantener la frecuencia de la red estable. Para conseguir estos objetivos el operador del sistema REE, actualiza la información del estado de las redes cada 4 segundos.

El operador de mercado se habrá asegurado de contar con centrales dispuestas a subir o bajar ligeramente su producción para llegar a esa casación perfecta. En algunos casos existen clientes que también permiten modificar su demanda. Todo este proceso se monitoriza desde el Centro de Control Eléctrico (Cecoe) de REE.

3 MIX ENERGÉTICO

En este capítulo se hará un análisis sobre las diferentes tecnologías que aparecen en el mix eléctrico español, haciendo especialmente hincapié en diferenciar las tecnologías gestionables y no gestionables, siendo estas últimas en las que se plantearía la instalación de almacenamiento en capítulos posteriores.

Debido a la naturaleza de las centrales renovables y su dependencia de las condiciones climáticas se estudiarán por separado el mix de verano e invierno.

3.1 Tipos de Generación

Los precios de las ofertas de los diferentes generadores en gran medida dependen de las características de su producción, durante este apartado se analizarán varias clasificaciones con las cuales se podrán caracterizar las centrales:

1.- Según RD 413/2014 [13], se diferencian las centrales según el **vector energético** utilizado:

- **Generación no convencional:** Las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- **Generación convencional:** Serán las instalaciones no renovables o con recursos limitados en la naturaleza, a grandes rasgos serán las centrales que se basan en combustibles fósiles (térmicas) y nucleares.

Donde, de acuerdo con el RD, las centrales no convencionales podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

2.- Según su **flexibilidad**:

- **Generación gestionable:** Las centrales las cuales tienen capacidad de regulación lo suficientemente flexible como para variar su potencia y adaptarse a los requerimientos de la demanda en el corto plazo.
- **Generación no gestionable:** Serán las instalaciones cuyos vectores energéticos no son controlables (Solar, eólica e hidráulica fluyente) y las centrales con grandes inercias como la nuclear.

Debido a la falta de almacenamiento en SE, éste está obligado a ser lo suficientemente flexible para que pueda adaptarse a las variaciones de la demanda. Por tanto, las centrales no gestionables requieren necesariamente la cobertura de otras tecnologías de generación gestionable.

3- Según consideraciones técnicas y económicas:

- **Centrales de base:** grandes térmicas funcionando al 100% durante todo el tiempo. También las centrales de funcionamiento obligatorio o no controlable. Estas centrales suelen tener unos costes fijos muy elevados en comparación a sus costes variables, por lo que son más eficientes a mayor tasa de uso.
- **Centrales de regulación:** hidráulicas y térmicas fácilmente controlables. En este caso los costes fijos y variables están ambas en la media entre la base y la punta.
- **Centrales de punta:** centrales de conexión rápida (hidráulicas, bombeo, turbinas de gas, motores Diesel) usadas en las horas de máximo consumo. Estas tienen costes variables normalmente muy elevados por lo que solo se ponen en funcionamientos para momentos de demandas muy altas.
- **Reserva:** centrales explotadas a una fracción de su capacidad (reserva rodante) o de arranque rápido (reserva fría), listas para suministrar potencia en caso de necesidad.

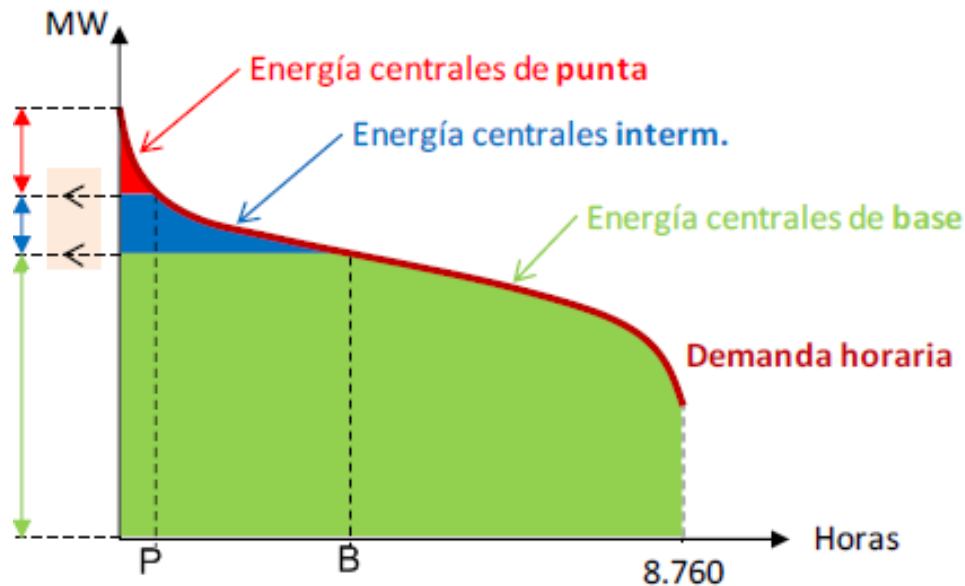


Figura 3.1. Monótona de Demanda vs centrales [1]

En la figura 3.1 se observa el reparto de las potencias que cubre cada una de las centrales en la monótona de demanda. Como se puede ver las centrales de base cubren todas las horas a nivel anual eso quiere decir que tienen un funcionamiento continuo y son la base de la producción, esto puede deberse a su precio de mantenimiento o por las grandes inercias.

Las centrales de regulación y punta solo son rentables en momentos donde se dispara el consumo ya que tienen costes variables mucho más elevados.

3.2 Estudio de la Generación Actual

Como ya se ha comentado en la presentación de los agentes de sector eléctrico español, existe una amplia diversidad de tecnologías en el mix energético español.

El principal objetivo de este apartado será tratar de encontrar aquellas tecnologías con una mayor participación en el mercado eléctrico, prestando especial atención a las posibles variaciones en la generación y como pueden afectar al precio medio de la energía. También se separará el estudio en varios periodos de tiempo ya que existe un cambio sustancial en los patrones de generación en las diferentes épocas del año.

Para llegar a estas conclusiones la aplicación ESIOS [14] de REE permite descargar los datos de generación por hora y tecnología.

Este análisis se realizará en el periodo del último año desde diciembre del 2021 hasta diciembre del 2022, en la siguiente figura se presenta un resumen de la generación por meses durante el periodo de estudio.

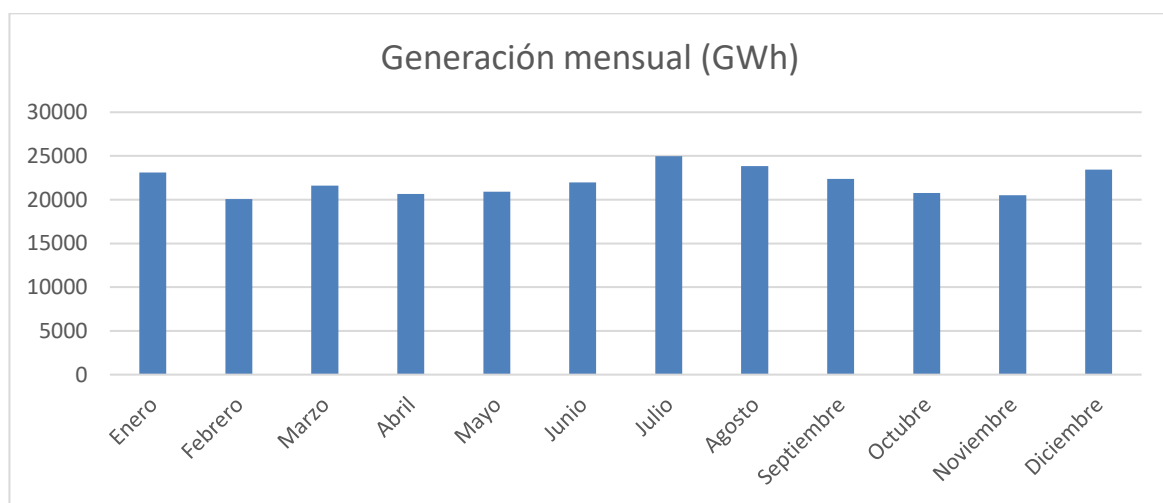


Figura 3.2. Generación en España mensual. Elaboración propia

Como primera observación se puede decir que el consumo mensual en España es bastante estable con una diferencia de no más del 20% entre los meses más altos y los más bajos, pero si existen dos picos de generación destacados del resto del año siendo estos los momentos del año con las temperaturas más extremas. En los siguientes subapartados se analizan en mayor detalle los meses de enero y agosto como representantes de los mixes de invierno y verano.

3.2.1 Mix Energético de Invierno

Como se introdujo anteriormente, se comenzará a examinar en detalle el periodo de invierno. Para ello se tomarán los datos del mes de enero caracterizado.

Para darle mayor profundidad al estudio se separa entre las horas diurnas y nocturnas, siendo éstas las más abundantes en el invierno. El intervalo seleccionado como diurno será entre las 10am a 18pm.

En la tabla 3-1, se puede observar cuanto se ha generado por cada tecnología y la proporción que representa este periodo.

Tabla 3-1 Resumen producción enero. Elaboración propia

TECNOLOGIA	DIURNO(MWh)	DIURNO (%)	NOCTURNO (MWh)	NOCTURNO (%)	TOTAL (MWh)	TOTAL(%)
Turbinación bombeo	74.793	0,56%	140.845	1,44%	215.638	0,93%
Solar térmica	107.238	0,80%	63.740	0,65%	170.979	0,74%
Solar fotovoltaica	1.333.514	10,01%	203.279	2,08%	1.536.793	6,65%
Residuos renovables	40.087	0,30%	28.888	0,29%	68.975	0,30%
Residuos no renovables	92.563	0,69%	66.994	0,68%	159.557	0,69%
Otras renovables	248.147	1,86%	179.371	1,83%	427.517	1,85%
Nuclear	2.941.678	22,08%	2.106.747	21,51%	5.048.425	21,83%
Hidráulica	995.292	7,47%	1.090.271	11,13%	2.085.563	9,02%
Eólica	3.029.613	22,74%	2.324.823	23,73%	5.354.436	23,16%
Cogeneración	1.236.549	9,28%	907.972	9,27%	2.144.521	9,28%
Ciclo combinado	2.817.179	21,14%	2.380.797	24,30%	5.197.976	22,48%
Carbon	408.540	3,07%	302.051	3,08%	710.591	3,07%
Total	13.325.193	100,00%	9.795.777	100,00%	23.120.969	100,00%

Es evidente que existen tres tecnologías que destacan sobre el resto con más del 65% de lo generado, a estas tres se les podría incluir la solar fotovoltaica durante las horas de sol que aun siendo pocas consigue un 10% de la producción.

Las centrales **nucleares** y **eólicas** se caracterizan por ser ambas energías base y no gestionables. Por otra parte, las centrales de **ciclo combinado** suelen estar las centrales de punta por el elevado coste variable del gas natural.

Una vez se han identificado las tecnologías primarias de este periodo es importante examinar patrón de generación diaria, para ello se introduce la figura 3.3, en ella se han acumulado la producción mensual a escala horaria.

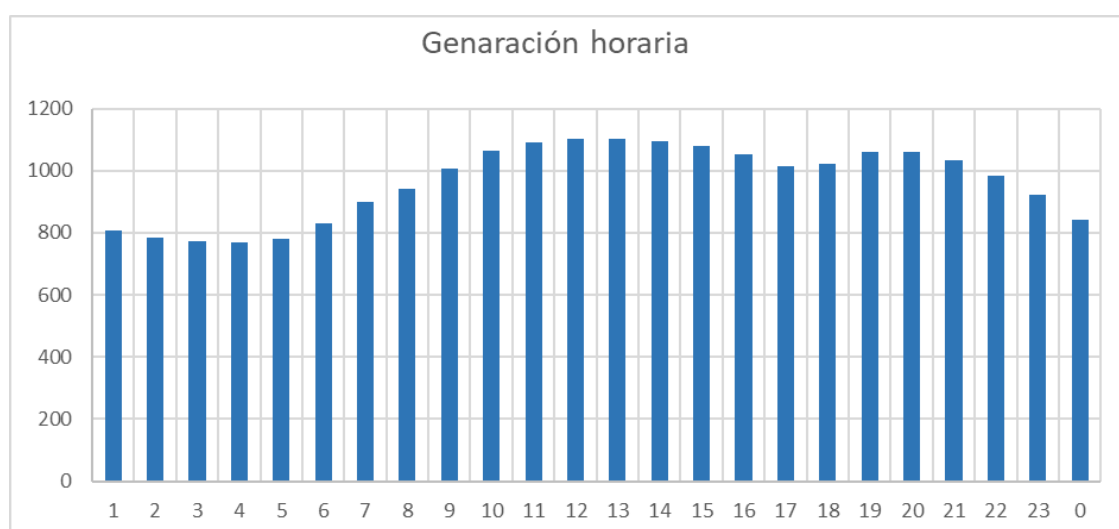


Figura 3.3. Patrón de la generación horaria invierno. Elaboración propia

En la figura se muestra que el consumo mayor está en dos puntas principales:

- La primera se encuentra a mediodía, donde la jornada laboral es mayoritaria, en las residencias comienza a prepararse la comida.
- La segunda se encuentra en las últimas horas del día donde toda la población suele volver a casa, la calefacción y la cena.

Por último y con el objetivo de encontrar relaciones entre las tecnologías con mayores producciones y el precio medio diario se analizarán por separado el día más caro, más barato y sus variaciones.

3.2.1.1 Mayor Precio Enero

El día con un mayor precio fue el 17 de enero gracias a la OMIE se puede ver la gráfica de tecnologías de participaron ese día en el mercado eléctrico:

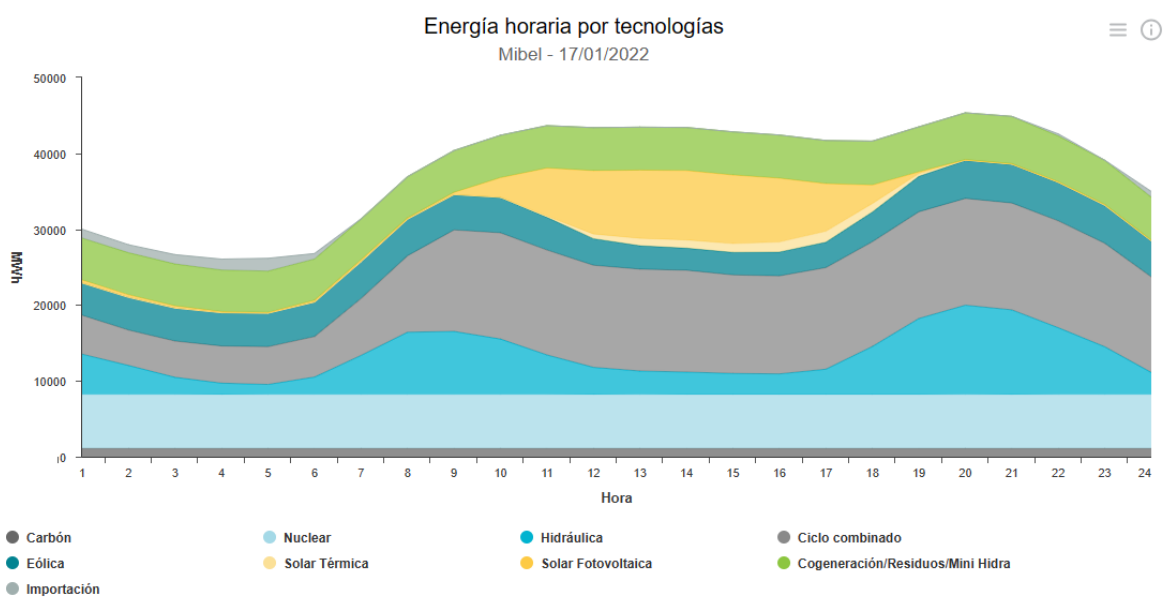


Figura 3.5. Generación 17/01 [15]

En la figura destaca sobre el resto:

- La participación del ciclo combinado participando con una cuota muy elevada durante todos los tramos del día.
- Generaciones menores pero estables de la nuclear, cogeneración y en menor media eólica.
- La energía fotovoltaica durante las horas medias del día y la hidrólica con dos entradas destacables coincidiendo con los picos de consumo.

3.2.1.2 Menor Precio Enero

En este caso el día con menores precios fue el 9 de enero, al igual que antes en la figura 3.5 se muestra la gráfica de producción por tecnologías.

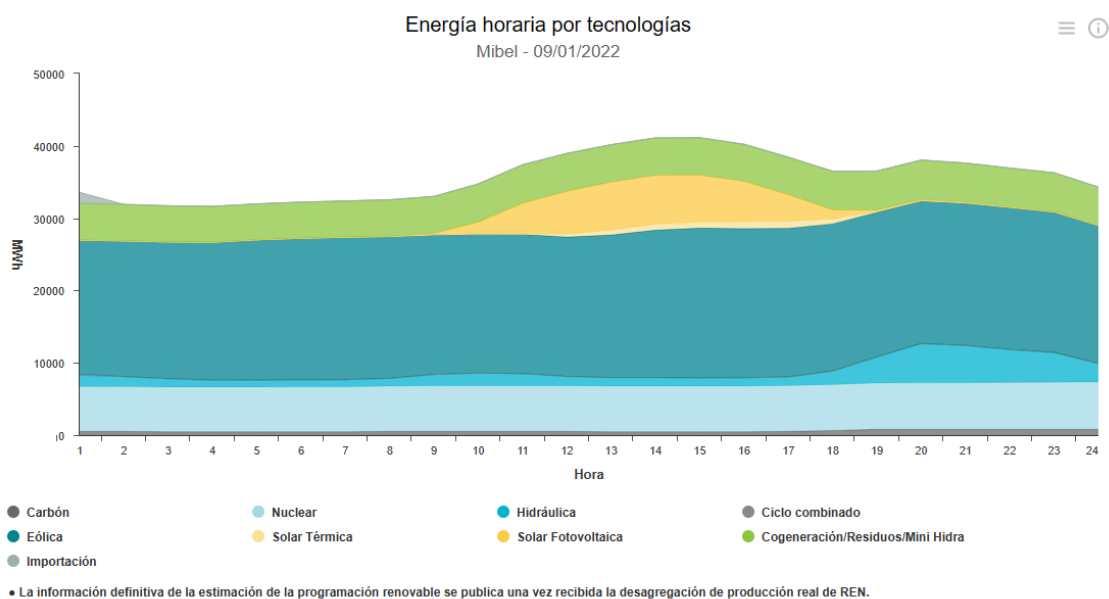


Figura 3.4. Generación 09/01 [15]

A primera vista se puede observar una diferencia abismal entre ambas como:

- La energía eólica es constante y absorbe la mayoría del consumo.
- El ciclo combinado desaparece de la gráfica.
- Se mantienen estables, pero en menores cantidades la nuclear y cogeneración.
- La tecnología hidráulica para de entrar en los dos picos de producción a solo uno.

Con el objetivo de ver cuantitativamente estas diferencias se ha trabajado en la tabla 3-2 en la cual se representa la misma información ya analizada, pero a nivel numérico, presentando las diferencias y permitiendo tener un mayor detalle de esta comparativa.

Tabla 3-2 Comparativa generación enero.

	MAXIMO	MINIMO	DIFERENCIA
PRECIO DIARIO	244,67 €	119,24 €	125,43 €
TECNOLOGIA (MWh)			
Turbinación bombeo	6.521	13.635	-7.114
Solar térmica	8.100	4.320	3.780
Solar fotovoltaica	58.981	39.167	19.814
Residuos renovables	2.136	2.371	-235
Residuos no renovables	5.322	4.996	325
Otras renovables	13.497	14.041	-544
Nuclear	170.732	149.114	21.618
Hidráulica	86.786	47.993	38.794
Eólica	76.131	392.836	-316.705
Cogeneración	74.503	54.892	19.611
Ciclo combinado	265.606	32.115	233.491
Carbon	26.651	23.091	3.560
Total	794.966	778.572	16.394

En la tabla 3-2 se puede apreciar una diferencia bastante notoria entre los precios de ambos días:

- Diferencia económica es superior al doble de precio.
- Consumo total solo superior en un 2%, esto indica que la subida de la demanda no es proporcional a la subida del precio.
- Desaparición casi por completo de la generación por ciclo combinado en el día más barato.
- Reducción de la hidráulica a la mitad de producción.
- Crecimiento de la cuota eólica en 500% frente al día con mayor importe.

Como resumen, la consecuencia de la diferencia de precios reside en la gestionabilidad de la energía, el mercado sube cuando las tecnologías gestionables tienen que cubrir el grueso de la generación renovable no gestionable, como pasa con el ciclo combinado en la figura 3.5.

Esta tecnología se define como central de punta por sus elevados costes variables, principalmente el combustible para hacerlas funcionar, por tanto, es lógico que cuando estas centrales cambian de función y empiezan a funcionar como base el precio diario ascienda.

Así mismo ocurre con la tecnología hidráulica la cual solo genera en los momentos con mayores consumos concentrando sus producciones y aprovechando en los momentos anterior y posterior de la producción solar.

3.2.2 El Mix Energético en Verano

Durante este apartado se analizará en detalle el mes de agosto como representante del mix de verano. La época de verano destaca por el aumento de horas diurnas, el aumento de la temperatura pasado el mediodía hace que se concentren los trabajos en las primeras horas del día.

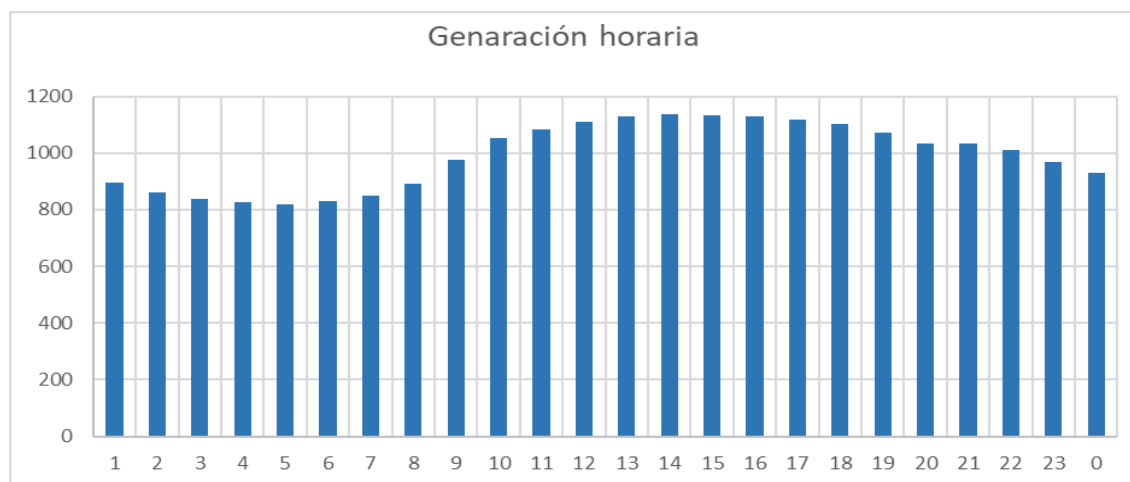


Figura 3.5. Patrón de la generación horaria verano. Elaboración propia

En la figura 3.5 se observa el patrón de consumo diario de energía eléctrica. La mayor diferencia con el invierno es que solo existe un máximo a las horas centrales del día, coincidiendo con las horas de mayor calor, una vez pasadas las 18 horas la demanda desciende progresivamente.

Para darle mayor profundidad al estudio se separa entre las horas diurnas y nocturnas, siendo estas las más abundantes en el invierno. El intervalo seleccionado como diurno será entre las 08 a 21 horas.

Tabla 3-3 Resumen producción agosto. Elaboración propia

TECNOLOGIA	DIURNO(MWh)	DIURNO (%)	NOCTURNO (MWh)	NOCTURNO (%)	TOTAL (MWh)	TOTAL(%)
Turbinación bombeo	169.434	1,13%	169.938	1,92%	339.372	1,42%
Solar térmica	523.224	3,49%	96.735	1,09%	619.959	2,60%
Solar fotovoltaica	3.173.351	21,15%	4.444	0,05%	3.177.794	13,33%
Residuos renovables	29.667	0,20%	21.639	0,24%	51.306	0,22%
Residuos no renovables	87.165	0,58%	63.422	0,72%	150.588	0,63%
Otras renovables	219.781	1,46%	162.889	1,84%	382.670	1,61%
Nuclear	2.983.748	19,88%	2.138.299	24,20%	5.122.047	21,48%
Hidráulica	555.558	3,70%	417.127	4,72%	972.685	4,08%
Eólica	2.157.085	14,38%	1.918.022	21,71%	4.075.107	17,09%
Cogeneración	449.225	2,99%	330.135	3,74%	779.360	3,27%
Ciclo combinado	4.184.417	27,89%	3.171.443	35,89%	7.355.859	30,85%
Carbon	472.526	3,15%	341.802	3,87%	814.327	3,42%
Total	15.005.180	100,00%	8.835.894	100,00%	23.841.074	100,00%

En la tabla 3-3, se puede observar la energía generada por cada tecnología y la proporción que representa este periodo en tanto por ciento.

En este caso se podría decir que existen cuatro tecnologías que suponen el 80% de la generación, destacando especialmente el **ciclo combinado**, el cual sobresale del resto con prácticamente un tercio de la producción mensual de energía.

La mayor diferencia con el invierno se encuentra en el peso que toma las **fotovoltaicas** durante el periodo diurno, esto invita a pensar la importancia de aumentar la capacidad instalada de esta tecnología además del impacto que podría tener en el tramo nocturno si pudiese almacenarse.

Por otro lado, la reducción drástica que presentan las hidráulicas, en este caso debido a la gran sequía en la que se encontraba el país, ya que el 2022 ha sido el tercer año más seco del siglo XXI. [16]

Al igual que se realizó en el apartado anterior, se analizarán las diferencias entre los días con mayor diferencia de precios con el objetivo de encontrar nuevos patrones o refutar algunas de las conclusiones ya obtenidas.

3.2.2.1 Mayor Precio Agosto

El día con un mayor precio fue el 30 de agosto gracias a la OMIE se puede ver la gráfica de tecnologías de participaron ese día en el mercado eléctrico:

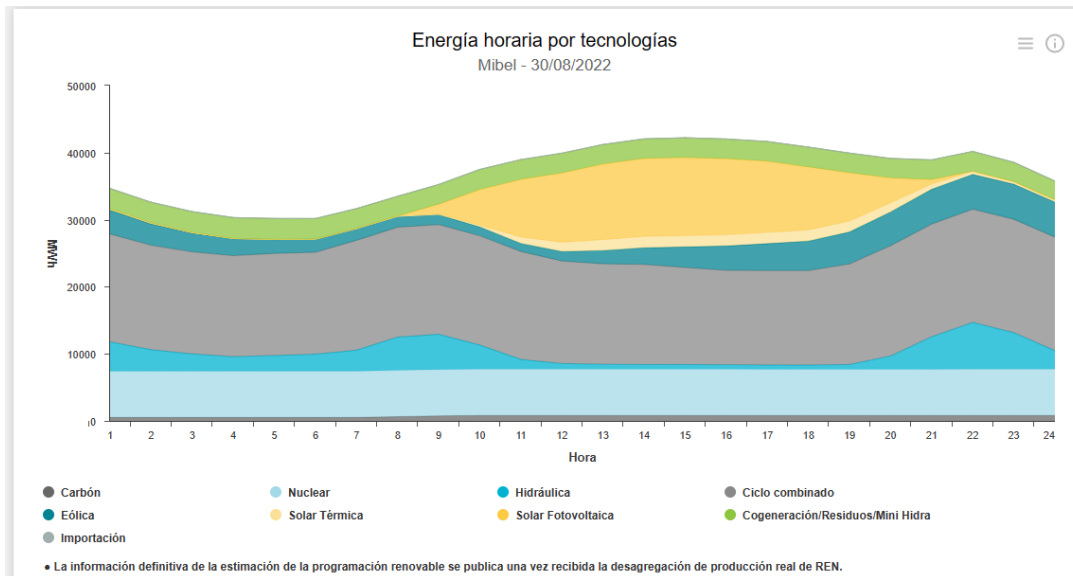


Figura 3.6. Generación 30/08 [15]

Según se muestra en la figura 3.6 se puede apreciar:

- El ciclo combinado genera continuamente durante todo el día con un peso muy alto (franja gris).
- Apenas se aprecia participación por parte de la energía eólica.
- Ambas energías solares tienen una componente de producción importante durante la jornada.
- De nuevo existen dos entradas de energía hidráulica coincidiendo con las horas previas y posteriores a la aportación solar.

Este caso corrobora las conclusiones obtenidas tras el análisis del mix de invierno, las cuales indican que los precios se elevan a medida que las tecnologías con mayor poder gestionable como la hidráulica y el ciclo combinado aumentan de igual manera lo hace el precio.

3.2.2.2 Menor Precio Agosto

En este caso el día con menores precios fue el 7 de agosto, al igual que antes, en la figura 3.7 se muestra la gráfica de producción por tecnologías.

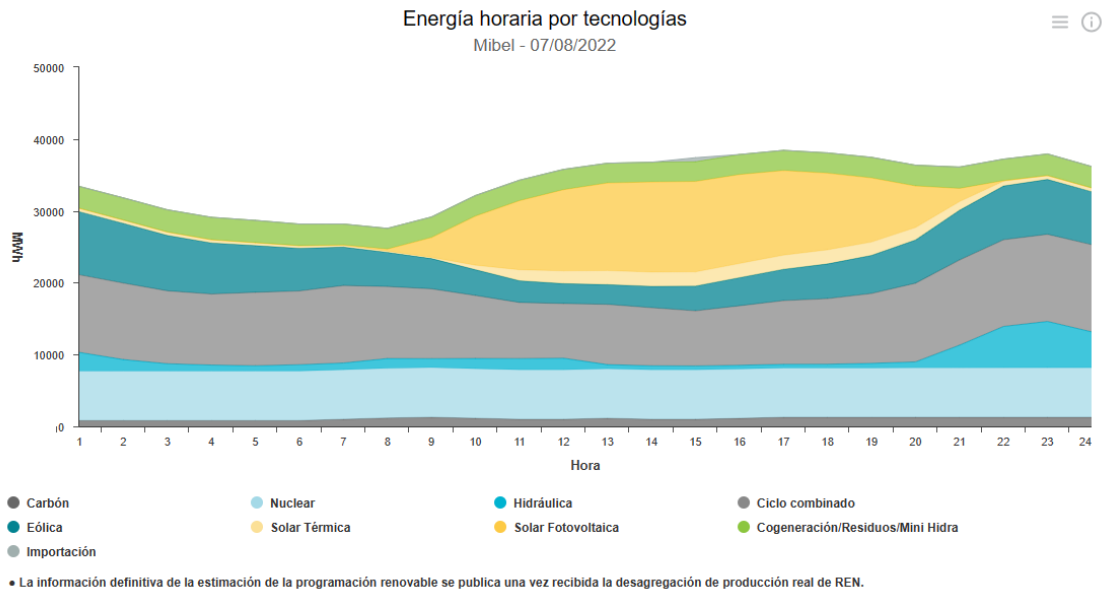


Figura 3.7. Generación 07/08 [15]

En este caso y a primera vista, se pueden interpretar algunos cambios, aunque manteniendo un esquema de generación similar:

- Se puede observar una disminución de la cuota del ciclo combinado que viene por el aumento de la producción eólica.
- Se vuelve a identificar el mismo comportamiento de la hidráulica la cual concentra toda su producción en el pico de consumo.
- Existe una mayor participación de las tecnologías solares.

Para poder darle un mayor detalle a la comparación se vuelve a introducir una tabla con los valores exactos de ambos días y la diferencia entre ellos en la tabla 3-4.

Tabla 3-4 Comparativa generación agosto

	MAXIMO	MINIMO	DIFERENCIA
PRECIO DIARIO	201,96 €	123,98 €	77,99 €
TECNOLOGIA (MWh)			
Turbinación bombeo	17.143	11.931	5.212
Solar térmica	8.703	25.089	-16.385
Solar fotovoltaica	86.215	108.584	-22.369
Residuos renovables	1.521	1.690	-169
Residuos no renovables	4.651	4.963	-311
Otras renovables	12.191	12.529	-337
Nuclear	164.906	165.241	-335
Hidráulica	45.576	24.353	21.223
Eólica	57.528	125.122	-67.594
Cogeneración	26.298	20.100	6.199
Ciclo combinado	358.509	205.728	152.781
Carbon	21.235	23.731	-2.496
Total	804.478	729.059	75.419

En la table 3-4, se puede valorar una diferencia bastante notoria entre ambos. Aunque es cierto que la cantidad demandada es superior, en este caso sí es notoriamente superior, se pueden analizar algunos cambios:

- La energía eólica, no gestionable, se reduce más de la mitad obligando al mercado a sustituir toda esa energía por otras tecnologías gestionables en este caso ciclo combinado.
- La generación hidráulica, gestionable, actúa como central de punta en las horas con mayores demandas.
- Existe una participación de las tecnologías fotovoltaica y solar térmica que experimentan un crecimiento en su cuota de mercado en el día con menor precio sin ser suficiente, ya que siguen siendo inferior a la producción por ciclo combinado en un porcentaje notorio.

Se concluye este apartado con unas ideas bastante definidas:

- Los días con mercados más económicos están marcados por una buena participación las tecnologías solares y eólica.
- Existe un margen de capacidad que ahora mismo está tomando el ciclo combinado, el cual actúa a diario como central de base. Esta situación no solo es incompatible con los objetivos de reducción de emisiones, sino que también aumenta notoriamente el precio de la energía.
- Las tecnologías con perfiles gestionables van de la mano con precios más elevados, queda bastante claro que la hidráulica solo produce energía en momentos estratégicos coincidiendo con los picos de consumo, evidenciando una creciente generación en los días con mayores precios.

3.3 Análisis Tecnológico de los Cierres de Mercado

Una vez analizado el mix y sus principales productores, en este apartado se profundizará en un análisis de los cierres horarios del mercado. El objetivo de este apartado es comparar en cuantas ocasiones ha cerrado el mercado cada tecnología, comparando esta cantidad con la cuota de su de generación y como ha afectado esto a los precios.

Los cierres del mercado normalmente vienen marcados por el coste marginal de generación, que es el costo adicional de producir una unidad adicional de electricidad en una central de generación en particular, teniendo en cuenta los costos variables, como los combustibles, los salarios, el mantenimiento y otros costos directamente relacionados con la producción de electricidad.

Este costo marginal varía según el tipo de tecnología de generación utilizada y puede cambiar en función de las condiciones del mercado, contexto económico, época del año, demanda energética, etc.

Cuando la oferta de electricidad es mayor que la demanda, los precios de la electricidad tienden a bajar, lo que hace que las centrales de generación con costos marginales más altos tengan dificultades para competir en el mercado. Por otro lado, cuando la demanda supera la oferta, los precios de la electricidad pueden subir, lo que puede permitir a las centrales de generación con costos marginales más altos obtener mayores beneficios.

Una vez se han definido algunos conceptos importantes para entender el cierre de los precios de la energía, se ha generado la tabla 3-5 y la figura 3.8, en ellas se observa un resumen mensualizado sobre las tecnologías que han cerrado el precio a cada hora. Estos datos son proporcionados por la OMIE y las tecnologías están agrupadas de la siguiente manera:

- RE: Cogeneración, renovable y residuos
- TER: centrales térmicas convencionales
- TCC: centrales de ciclo combinado
- HI: hidráulica
- BG: Generación Bombeo

Tabla 3-5 Resumen cierres horarios. Elaboración propia

Tecnología	BG	HI	TCC	RE	TER	Tecnología	BG	HI	TCC	RE	TER
Enero	52	377	177	139	30	Julio	60	250	341	120	21
Febrero	62	252	145	202	52	Agosto	129	236	311	123	1
Marzo	61	340	160	194	42	Septiembre	114	189	324	126	24
Abril	79	287	88	262	41	Octubre	105	183	306	166	18
Mayo	64	259	138	305	20	Noviembre	81	273	216	190	14
Junio	48	207	276	196	19	Diciembre	68	367	170	189	10

En la figura 3.7 se muestra la cantidad de horas que cada tipo de central ha cerrado a nivel mensual durante los meses que se realiza este estudio, algunas de las conclusiones que se pueden sacar:

- Lógicamente la **hidráulica** gestionable domina en los meses más húmedos del año ya que esta tecnología es muy dependiente de las lluvias y el nivel de las presas. Cuando estos son altos permiten funcionar a estas centrales durante muchas horas.
- En el caso de las centrales de bombeo tienen una mayor presencia durante los meses de verano frente a las hidráulicas tradicionales, estas tienen el poder de almacenar el recurso hidráulico además de ser gestionable.
- Las renovables se hacen más fuertes en el segundo trimestre del año donde aparecen los máximos registros de generación solar y eólica superando el 45% del total consumido.

- En la época estival donde los consumos son mayores, aparecen como mayores protagonistas las centrales de ciclo combinado, esto se debe a que las condiciones climatológicas no son las óptimas para las renovables. La falta de lluvias y viento hace que la eólica e hidráulica marquen registros menores.

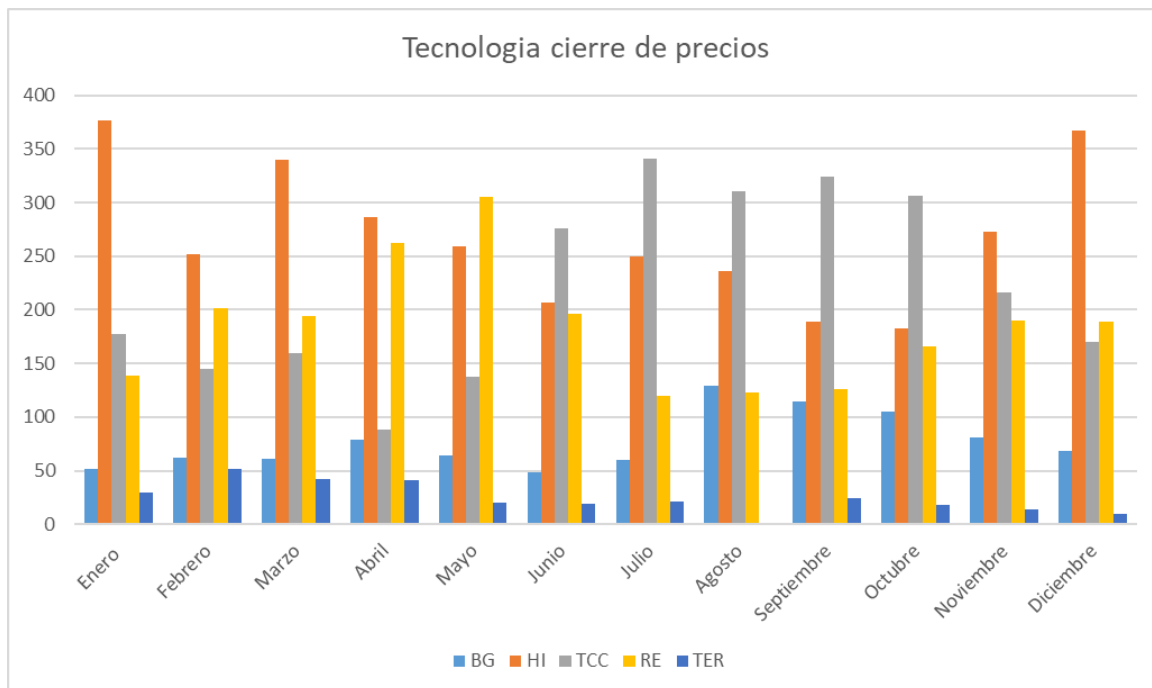


Figura 3.8. Resumen cierres horarios. Elaboración propia

Como resumen general se observa que las tecnologías gestionables son las que tienen un mayor impacto sobre los cierres de mercado, especialmente el **ciclo combinado** en la época de verano y la **hidráulica** en los meses de invierno, sin dejar atrás a las **renovables** en los momentos menos extremos.

Durante los próximos apartados se analizará en profundidad los diferentes periodos del año. En este caso se dividirá el estudio por trimestres y en cada uno de estos se examinarán los datos del mes que refleje mejor la época.

El objetivo de este apartado será determinar en cada trimestre cual son las tecnologías con mayor influencia en el precio, se tratará de explorar si las conclusiones obtenidas en el apartado anterior son ciertas, todo ello mirado desde un prisma más económico y desde el mercado eléctrico.

El estudio se centrará en buscar relaciones entre las tecnologías gestionables con el precio final de la electricidad y si realmente son los agentes determinantes en los cierres de mercado.

3.3.1 Diciembre-Enero-Febrero

El consumo de energía suele ser de los mayores a nivel anual debido a las bajas temperaturas, especialmente en el norte de España. En cuanto a las condiciones climatológicas destacan el viento, pocas horas de luz y abundantes lluvias. Estas condiciones hacen que la generación renovable pueda superar una cuota mensual 40%, sin embargo, serán la hidráulica, bombeo y ciclo combinado los que marcan un mayor número de cierres de mercado.

Tabla 3-6 Resumen datos Enero. Elaboración propia

TECNOLOGIA	HORAS	HORAS (%)	PRECIO MEDIO	TOTAL (MWh)	TOTAL (%)
HI	377	48%	210,74 €	2.085.563	9%
BG	52	7%	232,07 €	215.637	1%
TCC	177	23%	208,92 €	5.197.975	22%
RE	139	18%	188,52 €	9.862.777	43%
TER	30	4%	143,02 €	710.590	3%
NU	0	0%	- €	5.048.424	22%

Como resumen de este mes, aunque las energías renovables tomen una gran parte del mercado, siguen sin ser suficientes. El ciclo combinado con un 22% de peso en la generación completa la producción en los momentos de mayor demanda. Se adjunta en la figura 3.9 la relación entre el precio medio diario y la cantidad generada por el ciclo combinado siendo ésta la máxima esencia de la generación gestionable, pudiéndose observar la relación directa entre ambas.

Esta relación tan directa nos indica que el ciclo combinado está funcionando como central de base teniendo una gran influencia en el precio diario.

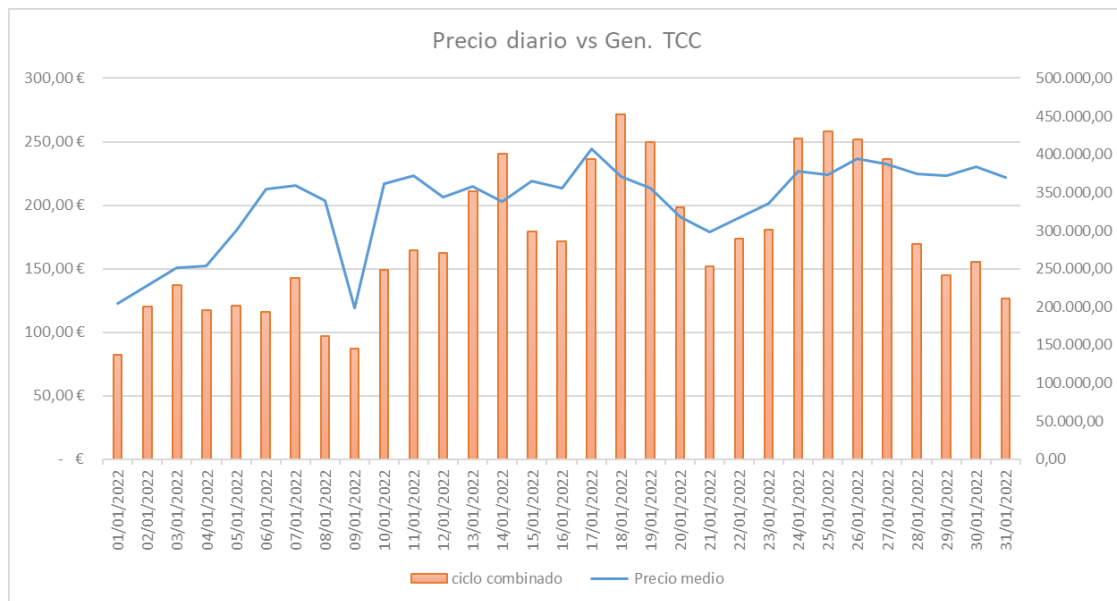


Figura 3.9. TCC vs Precio Enero. Elaboración propia

Por otra parte, la hidráulica marca precios superiores en esta época del año. Como ya se observó en el capítulo anterior, estas centrales actúan como centrales de pico, con muy poca participación en el mercado a nivel de producción, y es la que marca con diferencia un mayor número de cierres.

Cuando el nivel de las presas es muy elevado la hidráulica actúa como una tecnología totalmente gestionable ya que el vector energético es muy abundante y gratuito.

3.3.2 Marzo-Abril-Mayo

Durante estos meses, tanto el consumo de energía como las condiciones climatológicas se suavizan, más concretamente destaca el viento, aumentan de las horas de luz y hay relativa lluvia.

Estas condiciones son óptimas para la generación renovable las cuales superaron el 50% de la generación mensual. Esto se puede apreciar en la tabla 3-7. Además, se aprecia como la generación renovable se coloca como la segunda tecnología con un mayor cierre de precios.

Como observamos en el capítulo anterior, cuando las tecnologías eólica y solar crecen se ve una reducción directa de generación en las energías gestionables, esto puede verse en la hidráulica, que aun generando prácticamente la misma cantidad en proporción que en el primer trimestre, no son tan relevantes con respecto a las casaciones últimas.

Tabla 3-7 Resumen datos Abril. Elaboración propia

TECNOLOGIA	HORAS	HORAS (%)	PRECIO MEDIO	TOTAL (MWh)	TOTAL (%)
HI	287	38%	219,08 €	1.781.779	9%
BG	79	10%	213,97 €	336.712	2%
TCC	88	12%	209,50 €	2.574.064	12%
RE	262	35%	178,20 €	10.846.094	53%
TER	41	5%	211,13 €	691.610	3%
NU	0	0%	- €	4.414.715	21%

Como análisis de la importancia de la gestionabilidad, hacer hincapié en la generación de ciclo combinado y su relación con el precio de la energía, siendo incluso más notoria proporcionalidad durante estos meses.

Esto se debe a que durante esta época las energías base son las renovables y la nuclear, lo que hace que el ciclo combinado funcione como central de punta real, lo cual afecta directamente al precio de la energía ya que solo participa cuando realmente es necesario.

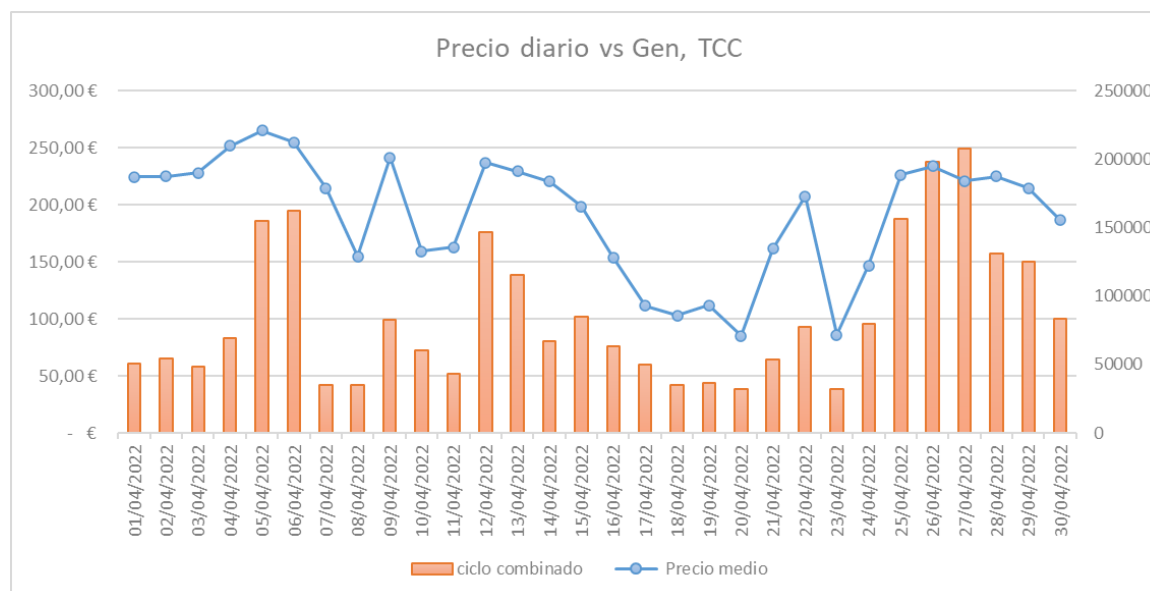


Figura 3.10. TCC vs Precio Abril. Elaboración propia

3.3.3 Junio-Julio-Agosto

En los meses estivales crece de manera notoria el consumo, siendo julio y agosto los meses con mayores registros debido a que las condiciones climatológicas se vuelven más extremas, especialmente en el centro y sur de la península. En concreto se aprecia una reducción en el viento, aumento de las horas de luz muchas de ellas con temperaturas muy elevadas y normalmente sequía.

Estas condiciones están lejos de ser idóneas para la generación renovable, en la tabla 3-8 se observa como pierden un 10% de la generación si se compara con el segundo trimestre del año.

Otro dato que aporta la tabla es referente al ciclo combinado que es la tecnología que absorbe ese crecimiento. También llama la atención que cierra el precio casi la mitad de las horas. Como ya se ha comentado en esta época del año las centrales de ciclo combinado están funcionando puramente como centrales de base.

Tabla 3-8 Resumen datos Julio. Elaboración propia

TECNOLOGIA	HORAS	HORAS (%)	PRECIO MEDIO	TOTAL (MWh)	TOTAL (%)
HI	250	32%	158,33 €	1.043.224	4%
BG	60	8%	152,37 €	216.617	1%
TCC	341	44%	138,67 €	7.767.981	31%
RE	120	15%	136,69 €	10.050.562	40%
TER	21	3%	122,55 €	832.043	3%
NU	0	0%	- €	5.073.152	20%

Especialmente destacable la participación de las hidráulicas y centrales de bombeo, las cuales consiguen cerrar entre ellas casi las mismas horas que el ciclo combinado produciendo ocho veces menos, apenas un 5% sobre el total mensual.

Esto se debe a la capacidad de estas tecnologías de gestionar su generación aprovechando las horas donde ni las renovables ni la generación por combustión es capaz de alcanzar la producción necesaria. En la siguiente grafica se aprecia la influencia de la hidráulica sobre el precio de la electricidad en el mercado, indudablemente la proporcionalidad es muy llamativa.

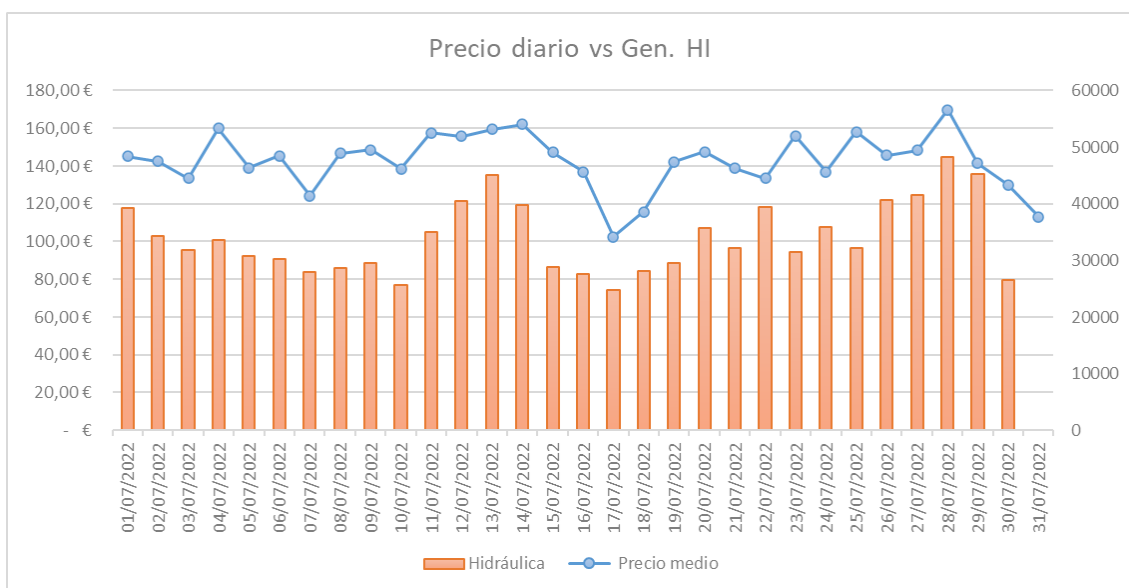


Figura 3.11. HI vs Precio Julio. Elaboración propia

3.3.4 Septiembre-Octubre-Noviembre

Al igual que en el segundo trimestre, el consumo de energía y las condiciones climatológicas se suavizan, vuelve a tomar relevancia el viento, mientras que se aprecia una disminución de las horas de luz con el paso de los meses.

En este contexto las renovables vuelven a tomar un mayor protagonismo con una cantidad de energía generada se mantiene en torno al 42%.

Una vez más aparece el mismo caso, cuando la generación renovable no es suficientes, vuelve a destacar el ciclo combinado con aproximadamente un tercio de la energía total, siendo más relevantes en los cierres de mercado que suben a un 39%.

Tabla 3-9 Resumen datos Octubre. Elaboración propia

TECNOLOGIA	HORAS	HORAS (%)	PRECIO MEDIO	TOTAL (MWh)	TOTAL (%)
HI	183	24%	156,77 €	717.408	3%
BG	105	14%	150,46 €	385.661	2%
TCC	306	39%	117,73 €	6.454.151	31%
RE	166	21%	114,39 €	8.806.369	42%
TER	18	2%	144,65 €	381.585	2%
NU	0	0%	- €	4.021.440	19%

En la figura 3.12, se puede apreciar que cuando el ciclo combinado adquiere gran importancia en cuotas de generación vuelve a existir una proporcionalidad directa con los precios.

Durante este último trimestre vuelve a ocurrir un fenómeno parecido al verano donde los precios del agua se destacan frente al resto, ya que cuando el ciclo combinado trabajo como central de base, la hidráulica destaca como central de punta, ambas tecnologías nuevamente son ejemplo de la importancia no solo de generar en gran cantidad si no en la capacidad de decidir cuándo hacerlo.

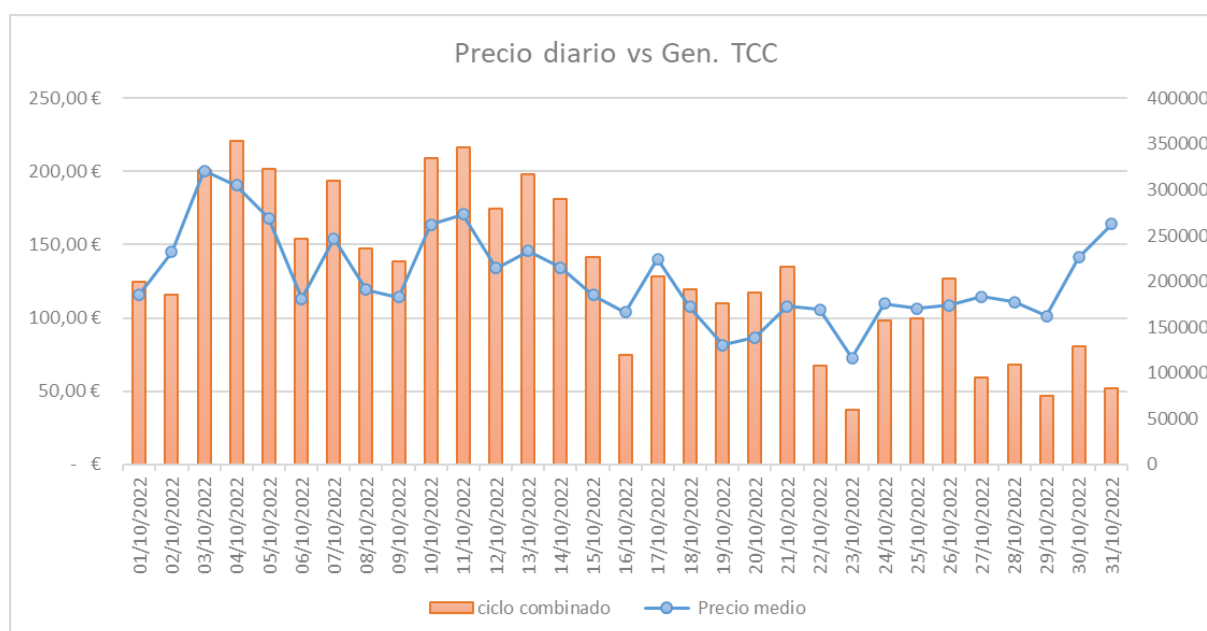


Figura 3.12. HI vs Precio Octubre. Elaboración propia

3.4 Conclusiones del Mix Tecnológico Actual

Una vez analizado una gran cantidad de situaciones a lo largo del año se pueden sacar algunos puntos destacables:

- Existe margen para una mayor capacidad renovable ya que hay muchos meses en los que España depende de que los ciclos combinados generen en cuotas cercanas a la mitad sobre el total, incluso se llega a ver la utilización de centrales de carbón en algunos momentos concretos.
- No cabe duda de que la capacidad de ser gestionable de las diferentes tecnologías marca la diferencia en sus estrategias de producción.
- La hidráulica y el bombeo actualmente son la principal alternativa funcionando como centrales de pico.
- El bloque nuclear, aunque poco mencionado genera una gran estabilidad durante todo el año lo cual lo hace totalmente necesario.

Estos objetivos van de la mano del PNIEC [8]:

- Reducir la dependencia de importación de combustibles fósiles.
- Crecimiento de la capacidad renovable para llegar al 2030 y cumplir los objetivos aportando estas tecnologías el 42% de la energía final en España y el 74% de la generación eléctrica.
- Mejora de la eficiencia energética.
- Seguridad energética, garantizar el abastecimiento y el acceso a los recursos necesarios en todo momento para asegurar la diversificación del mix energético nacional suministrando energía segura, limpia y eficiente.

Aunque las grandes protagonistas son las plantas de producción renovable, no se debe ignorar el término de capacidad instalada útil.

Este es un indicador más preciso de la capacidad real de producción de energía de una central o instalación energética en un momento determinado. Este indicador es relevante para el análisis y la planificación del sistema eléctrico, ya que permite evaluar la capacidad real de generación de energía y su capacidad para satisfacer la demanda energética en un momento determinado.

Las tecnologías eólica y solar son las que están aportando una mayor capacidad a la red, como se puede observar en la figura 3.13 la capacidad instalada renovable durante los últimos años no para de crecer, en paralelo a estos datos existen numerosos proyectos en desarrollo. Sin embargo, este tipo de centrales estas alimentadas por recursos naturales los cuales dependen de las condiciones climatológicas.

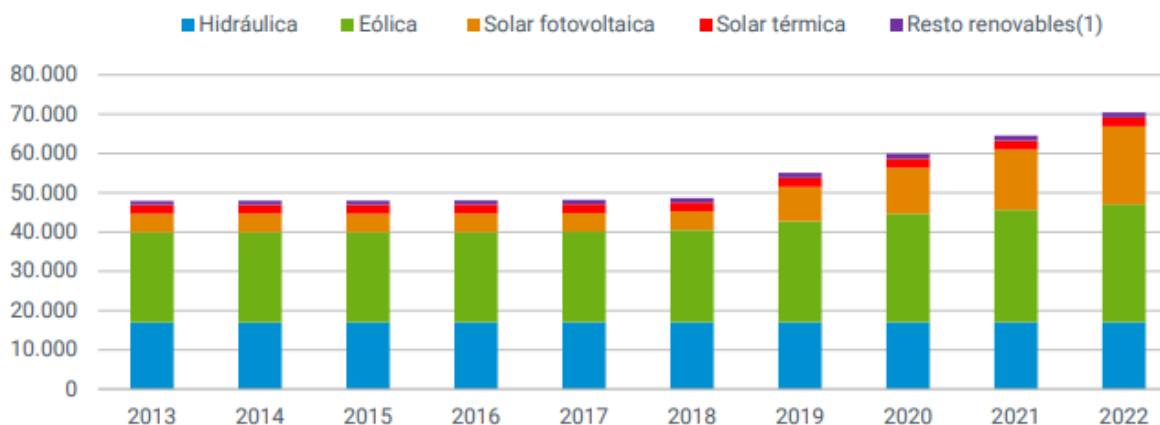


Figura 3.13. Evolución capacidad renovable

Ante esta situación no se puede contar con el total de la capacidad instalada como capacidad útil del mix

energético español. Por este motivo además de ampliar la capacidad instalada es totalmente necesario encontrar una solución para hacer gestionable este tipo de centrales.

Una de las soluciones más destacadas es el almacenamiento eléctrico, aprovechando los momentos de sobreproducción para guardar un volumen de energía que ahora si será gestionable.

4 ANÁLISIS DE LA GESTIONABILIDAD

Tras las conclusiones alcanzadas en el capítulo anterior, donde se ha demostrado las tecnologías con mayor cuota de generación en el mercado eléctrico y dentro de éstas las que cuentan con mayor influencia en el precio de la energía.

El desenlace ha dejado un claro resultado, definiendo a las tecnologías hidráulica y el ciclo combinado como los que tienen una mayor importancia en el precio. Siendo estas dos tecnologías junto con las energías renovables las que más generan.

Durante este apartado se analizarán los patrones de generación de estas las tecnologías gestionables, es decir que modelos de producción siguen para conseguir despuntar en los cierres del mercado eléctrico. Para ello se centrará en su precio, cantidad y durante cuánto tiempo están generando.

El objetivo de este estudio será el margen de capacidad, se centrará en analizar las sobreproducciones de las tecnologías gestionables y se analizarán los picos de generación.

En este trabajo se tomará como índice el 150% media diaria de producción de cada una de ellas por separado, en la siguiente figura se muestra visualmente la línea naranja que representa la generación horaria durante varios días, la azul es el 150% de la media diaria y por último con el círculo busca resaltar un pico de producción, los cuales son los objetivos y se utilizaran para cuantificar los márgenes de capacidad.

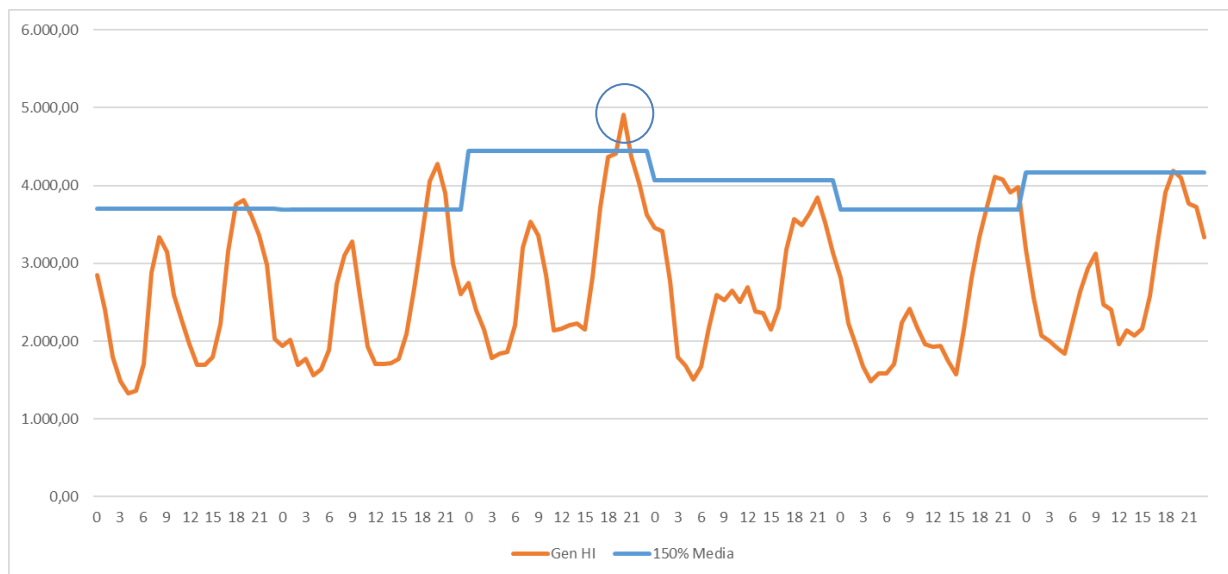


Figura 4.1. Ejemplo ilustrativo sobreproducción. Elaboración propia

4.1 Análisis de las sobreproducciones

Durante este apartado, se analizarán de manera trimestral las sobreproducciones de las tecnologías que se demuestran como las referencias de la gestionabilidad, para ello se calculará en cuantas ocasiones se dan estos picos de producción, que cantidad de energía aportan en este momento y cuanto se prolongan en el tiempo

Como se ha comentado previo a la figura 4.1, en este ejemplo aparece la comparación horaria de la generación frente al 150% de la media diaria la cual se ha definido anteriormente como el índice a utilizar. Se observan “picos” de sobreproducción en este caso de la hidráulica, como objetivo de este apartado será caracterizarlos de manera cuantitativa.

Es importante recordar que entre ambas tecnologías existe una notoria diferencia ya que el ciclo combinado en

casos de disminución de generación renovable aparece como central de base para complementar la falta de producción. Mientras tanto la hidráulica apenas alcanza el 5% de la cuota de generación tiende a aparecer siempre como central de punta.

4.1.1 Diciembre – Enero - Febrero

Durante el periodo invernal se pueden apreciar claramente que existen dos momentos concretos donde aparecen sobreproducciones, los cuales coinciden los horarios donde la energía solar ya no participa del mix energético.

En la figura 4.2, se observa un comportamiento muy diferente, mientras que la hidráulica llega a superar los 20 días del mes de sobreproducción el ciclo combinado apenas aparece días muy concretos y más repartidos.

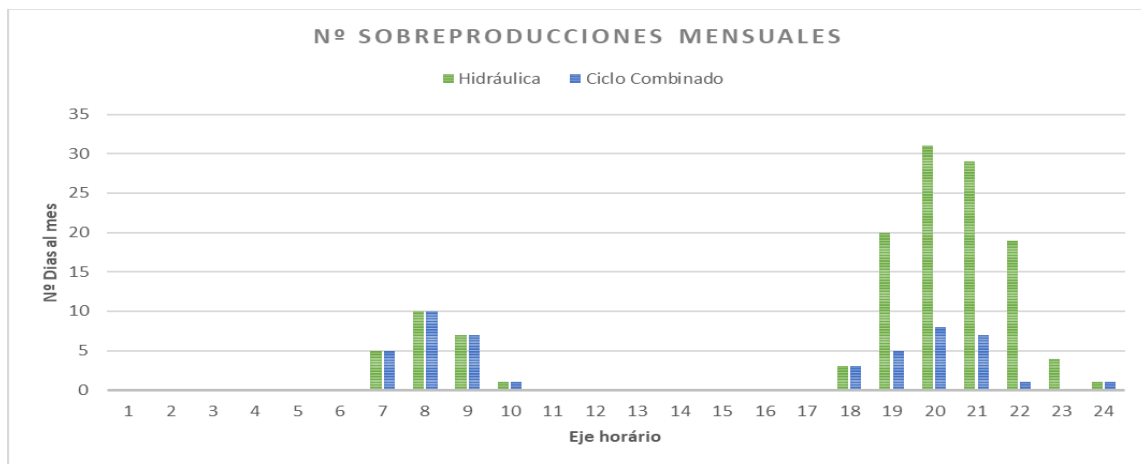


Figura 4.2. N.º horas >150% Enero. Elaboración propia

Esto puede indicar que durante este periodo el mercado admitiría una mayor potencia de base, durante esto meses el ciclo combinado como tecnologías de pico toma una mayor cuota de generación aumentando los precios para los consumidores.

Como se observa en la tabla 4-1, hay una diferencia muy notoria tanto en producción, siendo 10 veces menor la del ciclo combinado, como el número de horas con picos de producción. Esto puede indicar que estas situaciones son puntuales en horas con mayores demandas.

En el caso de la generación hidráulica sí que se centra en buscar estos momentos a lo largo del día actuando realmente como una central de pico. Con respecto a los ingresos ambas tecnologías superan los 200 €/MWh de media.

Tabla 4-1 Generación e ingresos Enero. Elaboración propia

	MWh	Nº horas	Ingreso	€/MWh
GEN >150% HI	79.584	110	19.816.895,76 €	249,01 €
GEN >150% TCC	7.175	28	1.610.224,62 €	224,41 €

Como se estudió anteriormente en enero la tecnología hidráulica cerró 400 horas. lo que supone el 25% de las horas de cierre en el mes completo. Teniendo en cuenta que fueron la tecnología con mayor impacto en los cierres, éste es un dato muy representativo y deja ver la relación directa entre la gestionabilidad y el precio de la energía.

Cabe también destacar que durante este mes ha existido una sobreproducción todos los días a las 19 horas, coincidiendo con el momento de vuelta a casa de la población española y cercano al segundo pico de consumo del horario de invierno.

4.1.2 Marzo – Abril - Mayo

El segundo trimestre del año es el más propicio para las energías renovables, eso se puede observar en la cantidad de energía que entregan al mercado. Estas tecnologías funcionan como tecnologías de base y son no gestionables ya que dependen de las condiciones climatológicas, eso quiere decir que hasta el momento concreto tan solo se podrá aproximar la cantidad que sumaran a la producción española.

Por este motivo las tecnologías gestionables son especialmente importantes ya que aportan flexibilidad para cuando la renovable cae.

En la siguiente figura se muestran de nuevo las horas donde se ha superado el 150% de la generación media de diaria de producción, una vez más se puede observar que sin duda las tecnologías gestionables tienen un gran protagonismo.

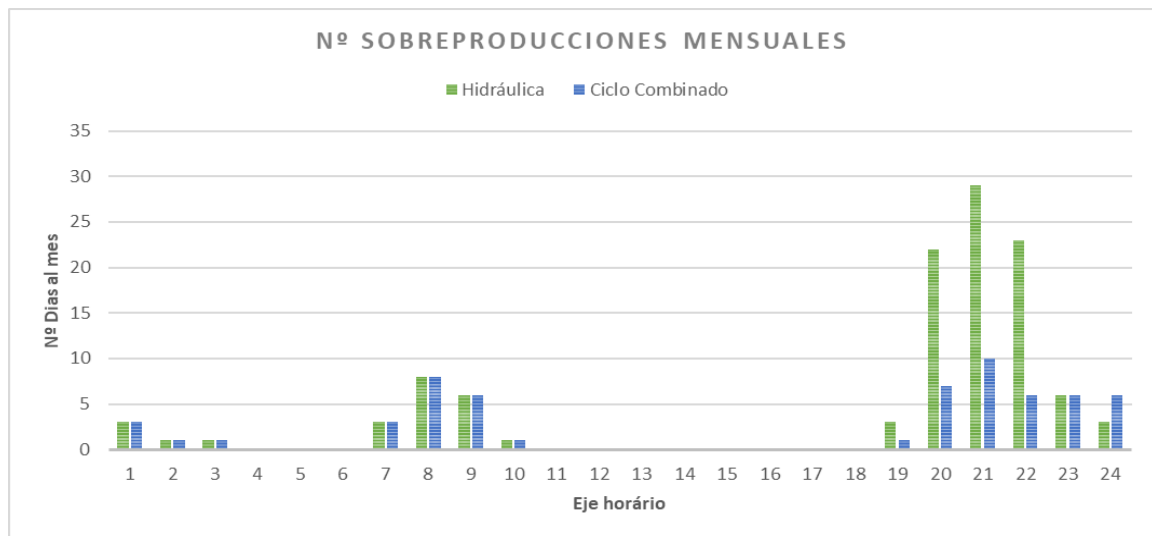


Figura 4.3. N.º horas >150% Abril. Elaboración propia

En este periodo las horas en las que aparecen sobrepducciones se estiran en mayor medida. De nuevo los dos picos de invierno son los protagonistas, sin embargo el horario nocturno es mas diverso y el máximo se desplaza a la franja entre las 20 y 22 horas, siendo la hidráulica la que lidera en esa franja.

Tabla 4-2 Generación e ingresos Abril. Elaboración propia

	MWh	Nº horas	Ingreso	€/MWh
GEN >150% HI	65.329	109	17.074.163,99 €	261,36 €
GEN >150% TCC	32.365	59	7.957.528,45 €	245,87 €

En la tabla 4-2 se muestra que al igual que en el periodo anterior, la tecnología que apuesta claramente por este tipo de estrategia de producción sigue siendo la hidráulica, de nuevo destaca que de nuevo hay una hora al día donde todos los días del mes se ha generado por encima de la media.

Recalcar la importancia de la gestionabilidad recordando que apenas con un 9% de la producción de energía mensual la hidráulica ha conseguido vender energía por 17M€ contando solo lo generado solo las sobrepducciones, lo cual representa el menos del 5% de todo lo aportado al mercado por esta tecnología.

4.1.3 Junio – Julio – Agosto

Durante los meses de verano la temperatura toma sus máximos. Estas condiciones climatológicas no son muy positivas para las renovables viéndose la eólica reducida por la falta de viento y la solar que, aunque pueda parecer positivo, los niveles muy altos de temperatura e irradiación no son los óptimos para la fotovoltaica.

En estos meses el ciclo combinado es esencial ya que aporta cerca de la tercera parte de la energía consumida total. En la gráfica 4.4, se observa que apenas hay sobreproducciones, como ya se ha destacado en otros momentos del año esta tecnología está actuando puramente como central de base.

Lógicamente esta tecnología toma ese tipo de rol en el mercado acompañado del elevado precio de la materia prima hizo que estos meses se encontrases entre los más caros de la historia.

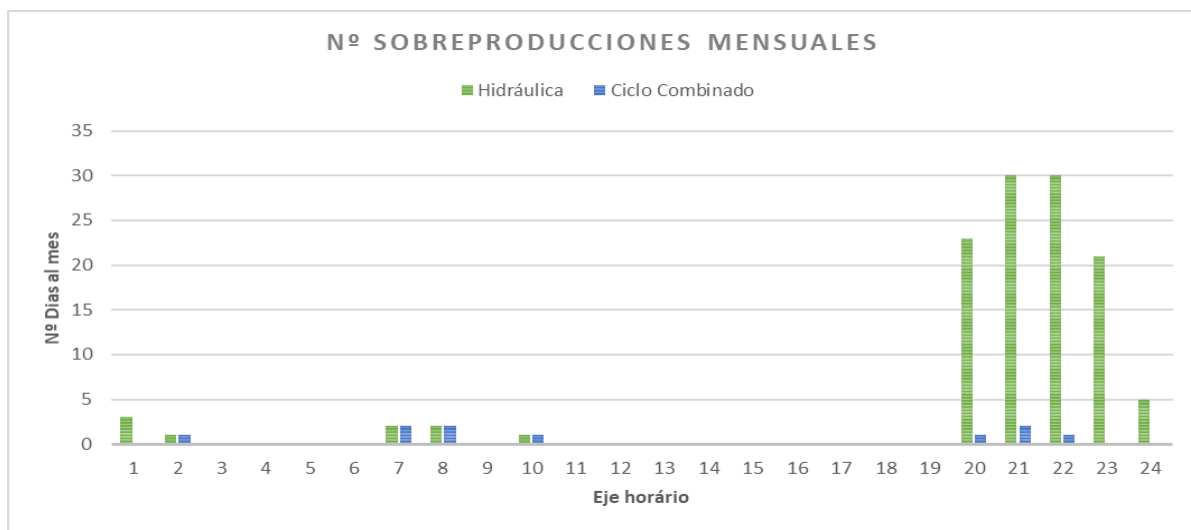


Figura 4.4. N.º horas >150% Julio. Elaboración propia

Por otra parte, estas condiciones climáticas hacen que España presente serias sequías, aun presente ese hecho, si se analiza de nuevo la gráfica y la tabla 4-3, se aprecia una realidad muy diferente. De nuevo aparecen sobreproducciones en la tecnología hidráulica, no solo en mayor número de horas también generando la mayor cantidad de los meses estudiados.

Tabla 4-3 Generación e ingresos Julio. Elaboración propia

	MWh	Nº horas	Ingreso	€/MWh
GEN >150% HI	87.533	118	16.912.944,37 €	193,22 €
GEN >150% TCC	2.390	10	503.594,05 €	210,73 €

En este periodo prácticamente desaparecen los picos durante las primeras horas del día acumulándose todos en las tarde-noche. Eso puede ser debido al patrón de consumo veraniego el cual si se compara con el invernal solo tiene un máximo. Cabe también destacar que durante este mes ha existido una sobreproducción todos los días a las 21 y 22 horas.

4.1.4 Septiembre – Octubre – Noviembre

El último periodo del año es muy similar al primero estudiado, partiendo de temperaturas todavía altas en septiembre volvemos al invierno durante los siguientes meses. Durante estos, las horas de luz todavía son abundantes y el viento está presente, siendo estas condiciones positivas para la generación renovable.

Sin embargo, de nuevo se puede observar solo con las renovables no gestionables no es suficiente. En la figura 4.5, se muestra un número abundante de picos de producción en las primeras horas del día ambas tecnologías se comportan exactamente generando de manera más abundante entre las 7 y las 9. En las últimas horas del día la hidráulica se desmarca totalmente, contando con sobreproducción prácticamente cada día.

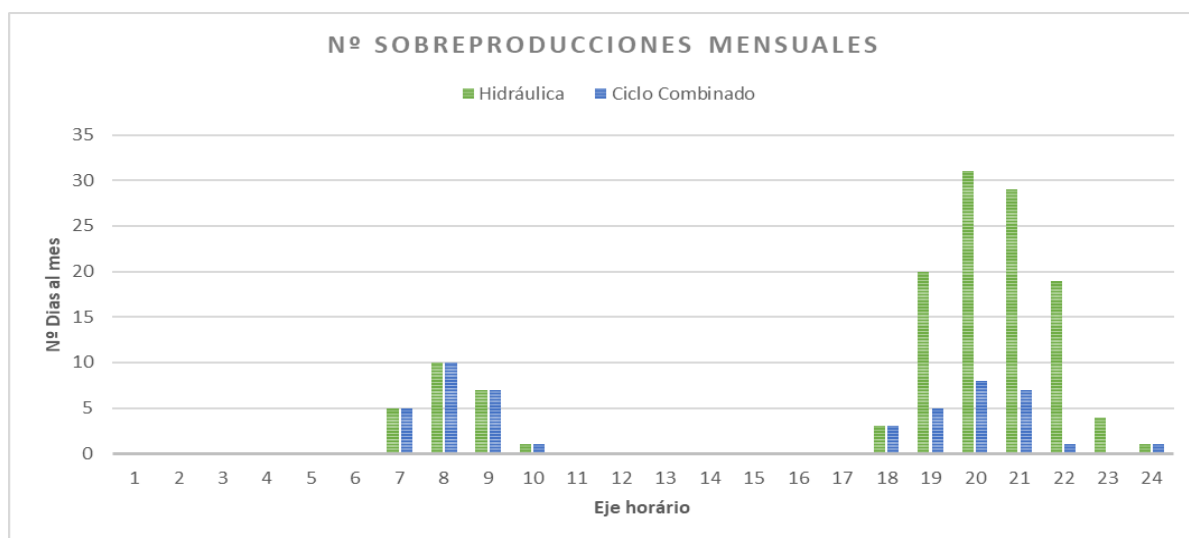


Figura 4.5. N.º horas >150% Octubre. Elaboración propia

Este trimestre en España es el que menor consumo total tienen, es importante destacar que la tecnología hidráulica solo ha contribuido con un 3% del total de la energía que ha participado en el mercado, sin embargo, aunque su participación a primera vista pueda parecer residual cabe destacar que como se muestra en la tabla 4-4 se ha generado casi 9M € solo contando los picos por encima del 150%.

Tabla 4-4 Generación e ingresos Octubre. Elaboración propia

	MWh	Nº horas	Ingreso	€/MWh
GEN >150% HI	47.123	130	8.919.977,34 €	189,29 €
GEN >150% TCC	12.793	48	2.065.842,16 €	161,49 €

Una vez analizado todos los trimestres del año se pueden llegar a dos conclusiones:

- El ciclo combinado pese a que tiene una gran influencia en el precio y una participación de más de 30% anual en el mercado no genera apenas sobreproducciones, como ya se ha comentado, eso significa que está funcionando como una central de base, pero con unos costes mucho más elevados. Sin duda toda esa producción se podría sustituir y dando un margen de capacidad para tecnologías renovables.
- La segunda conclusión es que la tecnología que acaba cubriendo los picos y marcando en numerosas ocasiones el precio de la energía es indiscutiblemente la hidroeléctrica.

Ambas conclusiones de nuevo coinciden con los objetivos de desarrollo del PNIEC [8], que prevé alcanzar un 42% de penetración renovable en el uso final de la energía en el horizonte 2030, llegando al 4% renovable en el sector eléctrico.

Para ello, incluye diversas tecnologías de almacenamiento energético por un valor de 6 GW nuevos instalados en dicho horizonte. En el modelo utilizado tanto para el sistema energético como en los análisis realizados para el sistema eléctrico peninsular se consideraron 3,5 GW de almacenamiento estacional, así como 2,5 GW de almacenamiento diario de gran escala. En resumen, apostar por un aumento de la capacidad renovable y la instalación de almacenamiento eléctrico para combatir las subidas de precio tan elevadas que conllevan los picos de sobreproducción.

4.2 Almacenamiento eléctrico

El almacenamiento de energía será uno de los principales elementos que proporcione flexibilidad al sistema energético. Según las conclusiones obtenidas hasta ahora se identifican dos claras estrategias: aumento de la capacidad renovable y el despliegue efectivo del almacenamiento energético, ambos serán elementos clave para conseguir la neutralidad climática.

En este capítulo se estudiará, partiendo de los márgenes que cubre la generación hidráulica, la capacidad que se podría cubrir con almacenamiento eléctrico.

4.2.1 Caracterización de los Sistemas de Almacenamiento Eléctrico

En la actualidad existen multitudes de tipos de sistemas de almacenamiento, por esta razón es importante definir las particularidades de cada tecnología ya que determinan que tecnología en particular es la ideal en función de la situación y de las circunstancias.

- **Densidad de energía:** es la capacidad de energía que puede almacenar la batería por unidad de volumen.
- **Tiempo de descarga:** es la cantidad de tiempo que un sistema de almacenamiento puede descargar su capacidad de potencia. Es el ratio entre la capacidad de potencia y la capacidad de energía de una batería.
- **Tiempo de respuesta:** dependiendo del tipo de aplicación, será necesario que los sistemas sean capaces de descargar la energía almacenada en rangos de tiempo que van desde los milisegundos hasta los días.
- **Autodescarga:** corresponde a la carga que pierde el dispositivo mediante reacciones químicas internas sin utilización.
- **Eficiencia de ciclo:** describe la relación entre la cantidad de energía que se introduce en el dispositivo de almacenamiento y la cantidad de energía que se consigue extraer de este en un ciclo de carga/descarga.
- **Ciclo de vida:** define la cantidad de ciclos de carga que puede realizar durante su vida útil.
- **Coste:** es el coste de la batería por unidad de energía almacenada. Se puede referir tanto al coste de inversión como al coste de operación y mantenimiento durante su vida útil.
- **Madurez:** se refiere a la fase de evolución en la que se encuentra la tecnología.

En función de las distintas tecnologías, características técnicas, las prestaciones, el tiempo de descarga o las aplicaciones en uso final de la energía, pueden existir diferentes tipos compatibles. En la figura 4.6 se muestra la relación de varias tecnologías entre su potencia y tiempo de operación.

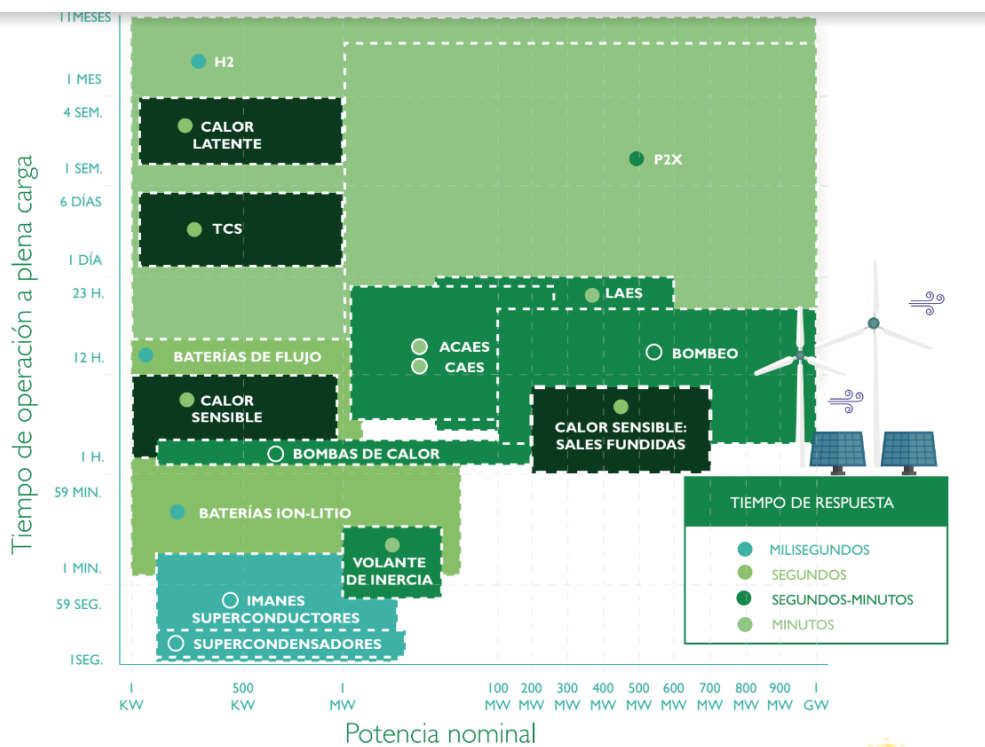


Figura 4.6 Tecnologías por tiempo de descarga y potencia[17]

Estas características se utilizarán como base para definir la tecnología o tecnologías que pueden cubrir las sobreproducciones anteriormente estudiadas. Para el siguiente análisis se parte de los datos obtenidos como sobreproducciones de la hidráulica.

El objetivo de los posteriores subapartados será encontrar la potencia óptima necesaria para cubrir los picos de energía estudiados mediante almacenamiento. Otra de las características del posible almacenamiento que se busca cuantificar es el tiempo óptimo de operación a plena carga. Una vez definidos estos dos parámetros y con ayuda de la figura 4.6 se estará en disposición de seleccionar una tecnología concreta.

4.2.2 Baterías con 2 horas de descarga.

Para cuantificar las características anteriormente mencionadas, se han tomado las 2 horas seguidas con mayores ingresos diarios, tomando un solo ciclo cada 24 horas.

Esta decisión sería para justificar una posible generación conjunta a un parque solar ya que solo cargarían las baterías durante las horas de sol.

Tabla 4-5 Resumen ejemplos 2 horas de descarga. Elaboración propia

	Potencia(MW)	Ingresos	Gen (MWh)	€/MWh
Ej 1	3.000	114.797.478,25 €	485.056	236,67 €
Ej2	2.500	114.797.478,25 €	485.056	236,67 €
Ej 3	2.000	114.053.501,69 €	483.040	236,12 €
Ej 4	1.500	109.774.342,81 €	467.988	234,57 €
Ej 5	1.000	93.854.236,76 €	406.829	230,70 €
Ej 6	500	58.485.011,60 €	258.686	226,09 €
Ej 7	375	45.804.014,75 €	203.286	225,32 €
Ej 8	250	31.760.266,78 €	141.440	224,55 €

En la Tabla 4-5, se muestran los diferentes ejemplos en los cuales se puede apreciar que para este almacenamiento con dos horas a plena carga existe una asíntota a partir de 2 GW de potencia nominal, ya que por mucho que se aumente la potencia y la capacidad no se aumentarán los beneficios.

Para seleccionar estos rangos se han calculado las producciones máximas y los promedios de esta manera y mediante intervalos se han definido una serie de ejemplos que cubren estos márgenes.

Se puede observar en la tabla 4-5 que la generación máxima que podrían cubrir un sistema de almacenamiento con estas características es de 485.056 MWh siendo esto el 64% de las sobreproducciones de la hidráulica.

Desde capacidades más bajas hasta el punto de máximo el crecimiento de la planta necesaria es proporcional a los ingresos potenciales.

Aunque este tipo de almacenamiento permite unos ingresos por MWh bastante elevados, solo con dos horas de descarga existe mucho margen de generación aun por cubrir.

4.2.3 Baterías con 3 horas de descarga.

De nuevo se repite el ejercicio del apartado anterior, esta vez se tomarán las 3 horas seguidas con mayores ingresos. En caso de que no existan 3 horas seguidas se tendrán en cuenta solo la de mayor o la pareja más óptima, en este caso también se tomaran un solo ciclo cada 24 horas.

Se muestran los resultados en la tabla 4-6.

Tabla 4-6 Resumen ejemplos 3 horas de descarga. Elaboración propia

	Potencia	Ingresos	Gen (MWh)	€/MWh
Ej 1	3.000	143.906.139,68 €	613.258	234,66 €
Ej 2	2.500	143.906.139,68 €	613.258	234,66 €
Ej 3	2.000	143.145.742,27 €	611.173	234,21 €
Ej 4	1.000	120.270.988,35 €	524.977	229,10 €
Ej 5	667	94.690.392,41 €	419.974	225,47 €
Ej 6	333	54.682.838,45 €	245.872	222,40 €

De nuevo en los sistemas de almacenamiento con 3 horas a plena carga volvemos a encontrar un aplanamiento de los ingresos cuando se supera la potencia de 2GW.

En este caso y como se muestra en la tabla 4-6 que la generación máxima que podrían cubrir un sistema de almacenamiento con estas características es de 613.258 MWh siendo esto el 81% de las sobreproducciones de la hidráulica.

Para este escenario la tecnología idónea sería el almacenamiento en sales fundidas ya que permite unos tiempos de descarga superiores dentro de un ciclo de carga diario.

4.2.4 Baterías con 4 horas de descarga.

Por último, se repite el estudio con las mismas condiciones ya mencionadas, en este caso la descarga se prolongará durante una hora más.

Tabla 4-7 Resumen ejemplos 4 horas de descarga. Elaboración propia

	Potencia(MW)	Ingresos	Gen (MWh)	€/MWh
Ej 1	3.000	153.593.177,54 €	655.382	234,36 €
Ej 2	2.250	153.430.264,01 €	655.037	234,23 €
Ej 3	1.500	148.306.182,57 €	637.211	232,74 €
Ej 4	750	111.207.352,24 €	490.789	226,59 €
Ej 5	500	84.290.723,65 €	376.343	223,97 €
Ej 6	250	47.041.219,48 €	212.271	221,61 €

De nuevo el patrón se repite existe una proporcionalidad entre los ingresos potenciales y el tamaño del sistema hasta un máximo de potencia nominal de nuevo de 2GW. Con cuatro horas de carga a plena carga se puede llegar a cubrir una generación de 655.382 GWh lo que significa que podría llegar a cubrir 87% de las sobreproducciones analizadas.

Como es natural todos los sistemas estudiados tienen un comportamiento muy similar con respecto a su perfil de ingresos anuales. En la siguiente figura se comparan según su potencia nominal.

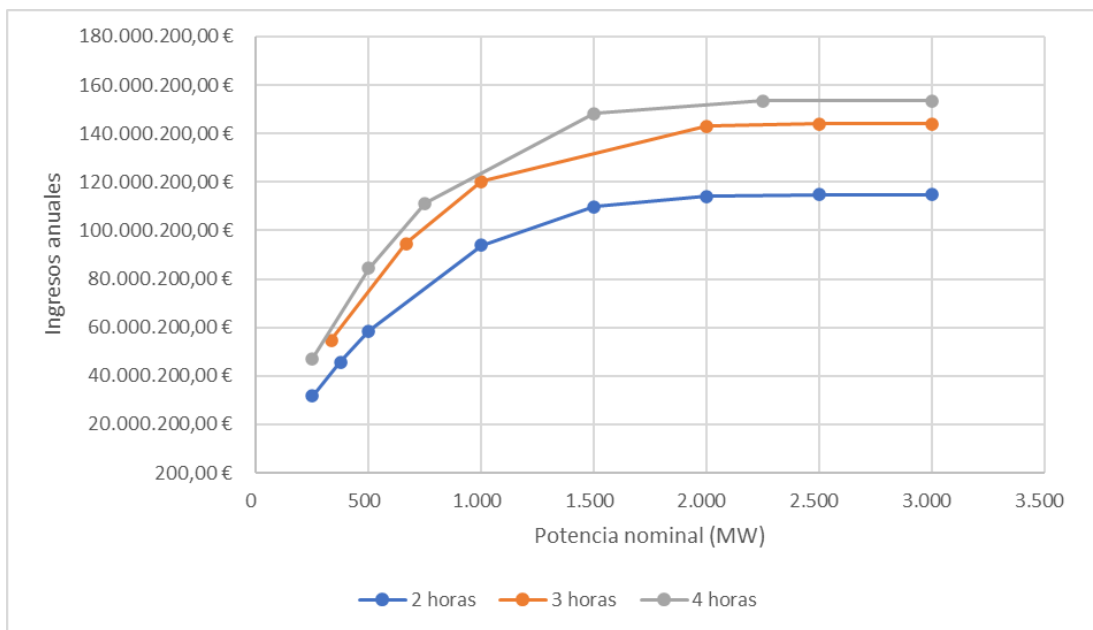


Figura 4.7. Ingresos almacenamiento 2, 3 y 4 horas. Elaboración propia

Según la figura 4.7 se pueden obtener varias conclusiones:

- Existe un margen para instalar baterías con capacidad por encima de los 8 GWh, con esta cantidad se podría cubrir más del 90% de las sobreproducciones que actualmente genera la hidráulica.
- Para cubrir mayores cuotas de generación dentro del estudio se consigue aumentando la duración del almacenamiento a plena carga, teniendo un máximo de potencia nominal en 2GW.

Por tanto, teniendo en cuenta estas conclusiones, los sistemas de almacenamiento eléctrico óptimos para este mercado serían los sistemas de calor sensible mediante sales fundidas, en el siguiente apartado se desarrollará esta posibilidad.

4.3 El Almacenamiento Térmico como Solución

La tecnología termosolar, también conocida como energía solar concentrada o energía solar térmica, ha experimentado avances significativos en las últimas décadas. Se basa en el aprovechamiento de la radiación solar para generar electricidad o calor a través del uso de espejos y sistemas de concentración.

España es uno de los países líderes de esta tecnología[18], la capacidad instalada de energía termosolar en el país alcanzaba aproximadamente 2.300 megavatios eléctricos (MWe), siendo el país con mayor capacidad operativa.

Actualmente existen 49 centrales en España de estas 44 plantas se basan en la tecnología de canales parabólicos o colectores cilindro-parabólicos, estas representan el 95% de la capacidad instalada con 2,2 GWe.

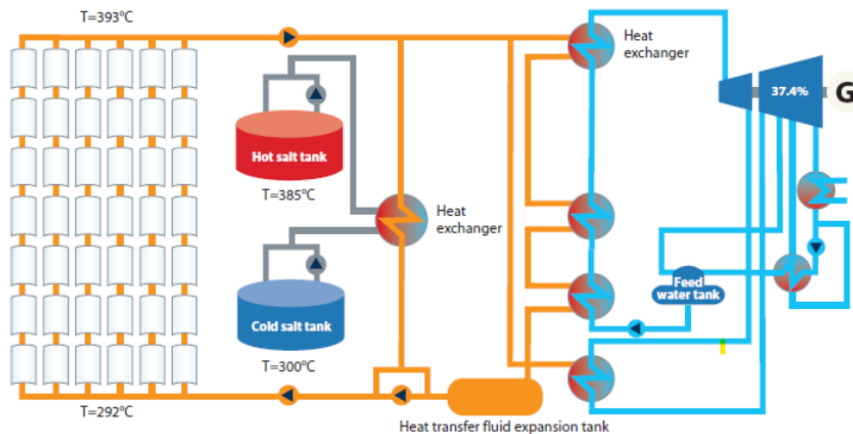


Figura 4.8. Tecnología colectores cilindro-parabólicos [19]

Además de la capacidad de generación 17 de estas plantas cuentan con almacenamiento térmico con una potencia de 850 MWe y descargas superiores a las 7 horas a potencia nominal. El total de esta capacidad de almacenamiento es de 6.5 GWh. En la figura 4.9, se muestra la generación que han aportado al sistema y un reparto geográfico de ella.

Además de estas existen 3 centrales Torre con vapor saturado, una CCP + Hibridación con Biomasa y por último una Fresnel representando el 5% de la capacidad instalada termosolar.

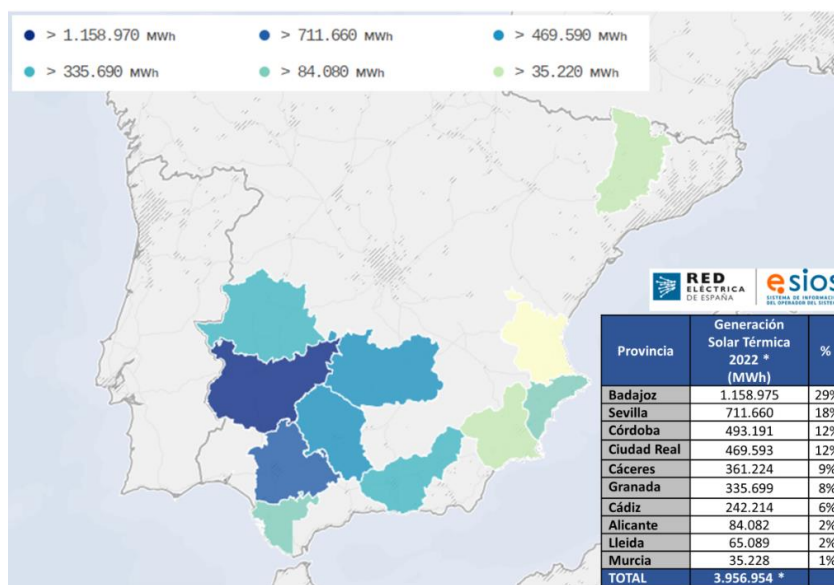


Figura 4.9. Generación termosolar.[18]

Algunas de las bondades de la Termosolar son:

- **Energía renovable y sostenible:** La tecnología termosolar utiliza la radiación solar, una fuente de energía renovable y prácticamente inagotable. No genera emisiones de gases de efecto invernadero durante la producción de electricidad, lo que la coloca como una elección más limpia y sostenible en comparación con las fuentes de energía convencionales basadas en combustibles fósiles.
- **Almacenamiento eficiente de energía:** La tecnología termosolar cuenta con sistemas de almacenamiento térmico, que permiten capturar y almacenar el calor producido durante el día para su uso posterior. Los medios de almacenamiento utilizados, como sales fundidas, pueden retener calor durante largos periodos de tiempo sin pérdidas significativas, lo que facilita la distribución continua de energía y la flexibilidad en la gestión de la demanda.
- **Potencial de integración con otras tecnologías:** La tecnología termosolar puede integrarse con otras fuentes de energía, como ciclos combinados de gas natural o energía fotovoltaica, para formar sistemas híbridos.
- **Generación descentralizada:** Las plantas termosolares pueden instalarse en áreas con alto potencial solar. Esto permite una generación de energía más descentralizada, haciendo más eficiente la distribución y acercando la producción de energía a los puntos de consumo.
- **Generación de empleo y desarrollo económico:** La implementación de plantas termosolares implica la creación de empleos en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones. Además, fomenta la investigación y desarrollo en el campo de la energía solar y promueve la industria local y el desarrollo económico en áreas donde se instalan las plantas.

Durante este apartado se analizará el potencial de ampliar esta capacidad ya que 27 de centrales no disponen de almacenamiento, siendo posible doblar la capacidad sin tener que construir nuevas centrales.

4.3.1 Almacenamiento en sales fundidas

El almacenamiento con sales fundidas, además de la carga térmica procedente del campo solar, puede también electrificarse. Durante la carga, la electricidad procedente de energías renovables se convierte en calor mediante calentadores eléctricos. Además, existe la posibilidad de alimentar el calentador directamente desde la red; usando excesos de producción o energía a precio más baratos para calentar las sales.

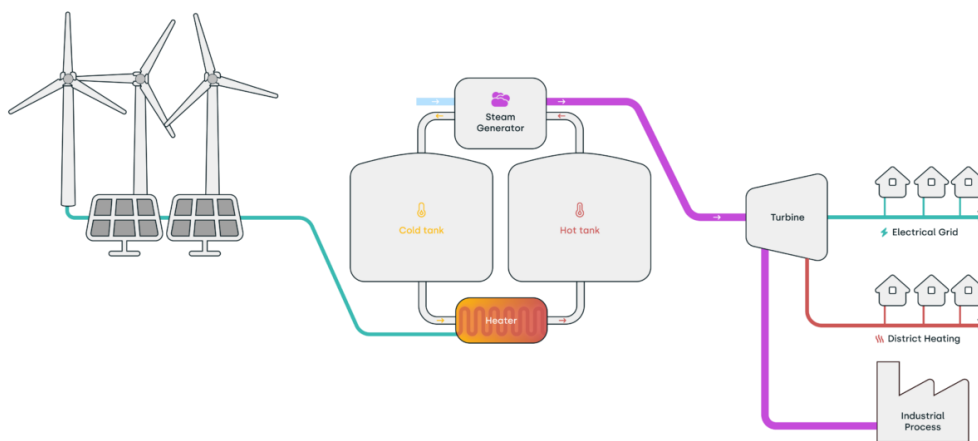


Figura 4.10. Esquema almacenamiento sales fundidas [20]

La sal del tanque frío circula por los calentadores y se almacena a alta temperatura en el tanque caliente.

En el momento de la descarga, la sal del tanque caliente circula hasta el generador de vapor, donde el calor se transfiere al agua, generando vapor de elevadas temperaturas.

El vapor puede utilizarse directamente en un proceso industrial o puede alimentar una turbina para generar

electricidad, lógicamente la eficiencia del sistema de almacenamiento varía según su uso.

Después, la sal enfriada se vuelve a bombear al tanque frío hasta el siguiente ciclo de carga.

4.3.2 Análisis económico

Tras el estudio realizado de las sobreproducciones de la hidráulica el objetivo de este apartado es enfrentar esta posible ampliación de capacidad, instalando almacenamiento térmico en las plantas que no cuentan todavía con ello, frente a estos márgenes.

Como se puede observar en la figura 4.11, el grueso generación hidráulica se concentra al inicio y al fin de la producción solar, en esta gráfica se muestran el acumulado de cada tecnología durante el año en estudio.

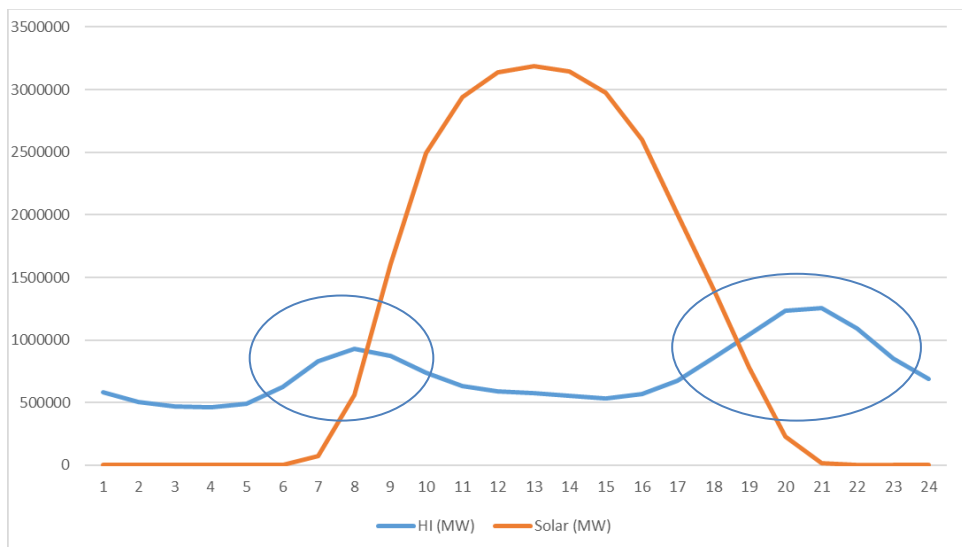


Figura 4.11. Generación solar frente hidráulica. Elaboración Propia

Esta situación con dos picos destacados durante el día ya se ha analizado en el apartado 3.2.1.1 durante es estudio de los días con un precio medio más elevado tanto en verano como en invierno.

Para calcular los posibles ingresos que podría haber tenido durante este año se acumulará la potencia total de las 27 centrales sin almacenamiento actualmente. La suma total del almacenamiento es de 1350 MW y asumimos que se puede instalar un sistema de almacenamiento con 7 horas de funcionamiento nominal.

En la tabla 4-8 se muestran los resultados obtenidos. Como ya se comentó anteriormente el aumentar las horas de funcionamiento permite incrementar la cuota de generación, en este caso se alcanzaría 95.7% de las sobreproducciones de la hidráulica dejando unos ingresos medios de 234.22 €/MWh generado.

Tabla 4-8 Resultados del sistema de almacenamiento acumulado

Acumulado	
Potencia (MW)	1.350
Ingresos	168.447.761,95 €
Gen (MWh)	719.200
€/MWh	234,22 €

Para completar la información y darle una mayor exactitud al estudio, en la tabla 4-9 se dan los resultados obtenidos en el análisis de una sola planta. En este caso la potencia nominal del sistema es de 50 MW y de nuevo 7 horas de funcionamiento a plena potencia. En este caso los ingresos potenciales siguen superando los 220€/MWh.

Tabla 4-9 Resultado de una sola planta

Planta única	
Potencia (MW)	50
Ingresos	13.149.913,41 €
Gen (MWh)	59.691
€/MWh	220,30 €

Para el análisis de viabilidad económica del proyecto de una sola planta se tendrán en cuenta:

- La capacidad completa de la planta es de 127.750 MWh por lo que si solo se cubriesen los márgenes estudiados se desaprovecharía más del 50% de la capacidad de la planta.
- Se tomará el coste de la energía como gratuita.
- Para el cálculo de los ingresos anuales se tendrán solo en cuenta los datos obtenidos en la tabla 4-9.
- Se fijará el coste completo de la instalación en 65 M€. Este dato lo aporta la experiencia de ABENGOA [21] y contempla la instalación del sistema de almacenamiento térmico, el calentador eléctrico y sistema de potencia (ver Tabla 4-10).

Tabla 4-10 Análisis económico. Elaboración propia

Coste total (€)	65.000.000,00 €
Potencia (MW)	50
Duración (h)	7
Gen (MWh)	59.691
Ingresos	13.149.913,41 €
Periodo de retorno	4,94

Como conclusión de este apartado, los resultados reflejan que existe una viabilidad económica muy interesante. Tan solo teniendo en cuenta el ingreso potencial de cubrir las sobreproducciones, el estudio devuelve un periodo de retorno de 5 años. Es importante tener en cuenta que estos ingresos no son ninguna exageración se podrían conseguir con una generación de 73.136 MWh al precio medio del 2022, eso representa el 60% de la capacidad de la planta.

El ciclo de vida de estas centrales es superior a los 15 años. De hecho, en España hay plantas en funcionamiento con esa edad. Sería posible cubrir los gastos de la instalación repartidos en los primeros 15 años del proyecto, bastaría con utilizar un 35% de los ingresos calculados en la tabla 4-10, sin tener en cuenta los gastos de financiación.

La fuerte subida de los precios de la energía tiene un componente muy importante en la rentabilidad de estas plantas, ya que para ellas la producción tiene un coste variable ínfimo frente a otras tecnologías permitiendo unos márgenes en beneficios muy interesantes una vez amortizada la central.

5 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha realizado un análisis en profundidad del mix eléctrico actual, con el objetivo de caracterizar los principales agentes generadores del mercado y que tecnologías son las que tienen una influencia mayor en el precio de la electricidad. Tras el análisis se concluye que las cuotas de producción de las diferentes tecnologías se ven muy influenciadas por la época del año. Esto se debe a que existe una gran capacidad instalada renovable, sin embargo, la capacidad útil de éstas se ve muy limitada cuando las condiciones atmosféricas no son las adecuadas. En estas situaciones donde las renovables tienen una falta de recurso y no alcanzan la potencia suficiente existe un protagonista, el ciclo combinado, llegando este mismo a cuotas mensuales del 40% de la potencia consumida mensual. También se ha demostrado que, aun cuando esta tecnología no estaba definida como central de base inicialmente, en muchos momentos del año ejerce como tal funcionando de manera continua durante las 24 horas con tasas muy notorias.

Esta situación esclarece que existe un margen significativo para instalar mayor capacidad de generación con energías renovables y se pone de relieve la necesidad de que dichas plantas puedan llegar a ser gestionables, característica principal del ciclo combinado.

Como análisis sobre el valor de esta gestionabilidad se realiza un estudio más profundo de las centrales hidráulicas, que son las plantas renovables gestionables en la actualidad. Las centrales hidráulicas han demostrado ser la tecnología con un mayor impacto en el cierre de precios aun cuando su participación en el mix no alcanza el 10 % de cuota en ningún mes. Estudiando los picos de sobreproducción de esta tecnología se demuestra que para cubrir los picos de generación lo esencial para un sistema de almacenamiento es la capacidad de almacenar para funcionar un elevado número de horas a capacidad nominal.

Finalmente, se presenta como solución óptima para aportar gestionabilidad a las centrales renovables los sistemas de almacenamiento térmico mediante sales fundidas. Esta tecnología se presenta como una tecnología consolidada con años de experiencia y ventajas claras como la capacidad de carga tanto por generación térmica con centrales solares como directamente de la red.

Se concluye este trabajo calculando los ingresos potenciales que podría obtener un sistema de almacenamiento instalado para una central de 50 MW y 7 horas de funcionamiento de almacenamiento a plena carga. Comparando este valor con la energía generada por la hidráulica durante cada día del estudio se logran unos ingresos potenciales del 20% del valor de sistema de almacenamiento completo. Por tanto, se puede asegurar que la tecnología de almacenamiento, y en concreto el almacenamiento en sales fundidas, hoy en día tiene una rentabilidad económica muy interesante y son una buena oportunidad para llevar la gestionabilidad a un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables, consiguiendo asegurar una capacidad de generación más firme y segura.

REFERENCIAS

- [1] Energía y Sociedad, “Manual de la energía,” 2022.
- [2] Jefatura del Estado, “Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.,” 29/11/1997, 1997. <https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54/con> (accessed Jun. 06, 2023).
- [3] REE, “El sistema eléctrico español. Sistema eléctrico 2021,” 2021, Accessed: May 23, 2023. [Online]. Available: www.ree.es
- [4] OMIE, “<https://www.omie.es/es/>,” 2022. <https://www.omie.es/es> (accessed May 23, 2023).
- [5] C. N. de I. G. Instituto Geográfico Nacional, “Centrales, subestaciones y líneas de alta tensión 400 kV y 200 kV en España,” *Atlas Nacional de España*, 2018.
- [6] REE, “Home | Planificación eléctrica 2021-26,” 2021. <https://www.planificacioneolica.es/> (accessed Jun. 06, 2023).
- [7] Jefatura del Estado, “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.,” *BOE*, 2013. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-13645-consolidado.pdf> (accessed Jun. 06, 2023).
- [8] “PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA,” 2021.
- [9] A. L. T. García, *Transparencias de diapositivas “El Mercado Eléctrico Ibérico”*,. 2021.
- [10] “OMIP,” 2023.
- [11] CNMC, “BOLETÍN MENSUAL DE MERCADOS A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA ,” 2022.
- [12] OMIE, “Informe mensual evolución del mercado de electricidad,” 2022.
- [13] E. Y. T. MINISTERIO DE INDUSTRIA, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, p.* 2014.
- [14] REE, “ESIOS electricidad · datos · transparencia.” <https://www.esios.ree.es/es> (accessed May 23, 2023).
- [15] OMIE, “Energía horaria por tecnologías | OMIE.” <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/hourly-power-technologies?scope=daily&date=2022-01-29&system=9> (accessed Jun. 06, 2023).
- [16] “Sequía en España | El 2022, el tercer año más seco del siglo XXI en España | El Periódico de España.” <https://www.epe.es/es/espana/20220823/2022-tercer-ano-seco-siglo-xxi-14332668> (accessed Jun. 06, 2023).
- [17] REE, “Informe del Sistema Eléctrico: Informe resumen de energías renovables,” 2022.
- [18] Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, “PROTERMOSOLAR.” <https://www.protermosolar.com/quienes-somos/protermosolar/> (accessed Jun. 30, 2023).
- [19] World Bank, “Clean Power on Demand 24/7,” 2021.
- [20] MARIJA MAISCH, “Almacenamiento de energías renovables con sales de hidróxido fundido,” *pv magazine - Mercados y tecnología de energía solar*, 2023.
- [21] Dr. Cristina Prieto, “Retrofitting of CSP Plants. Short-term solutions to store and integrate VarRES,” 2020.