

# Trabajo Fin de Máster

## Sistemas de Energía Eléctrica

### Análisis del mercado eléctrico Intradía Continuo

Autor: Francisco Jiménez Carretero

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Jesús Manuel Riquelme Santos

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

Sevilla, 2024





Trabajo Fin de Máster  
Sistemas de Energía Eléctrica

# **Análisis del mercado eléctrico Intradía Continuo**

Autor:

Francisco Jiménez Carretero

Tutores:

Juan Manuel Roldán Fernández

Jesús Manuel Riquelme Santos

Dpto. de Energía Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2024



Trabajo Fin de Máster: Análisis del mercado eléctrico Intradiario Continuo

Autor: Francisco Jiménez Carretero

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández  
Jesús Manuel Riquelme Santos

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*

*A mis compañeros*

*A mis amigos*

*A mis profesores*





# Agradecimientos

---

En primer lugar, quiero agradecer a la Escuela y a los profesores que durante este curso académico han tenido la bondad de poner a nuestra disposición los medios y sus conocimientos adquiridos con la mejor predisposición posible. En esta línea debo resaltar a Juan Manuel Roldán Fernández que tanto en la asignatura de Laboratorio de Redes como posteriormente en la tutorización de este trabajo, siempre me atendió con enorme interés y empatía, dando buena fe de su calidad humana, su profesionalidad y buen hacer.

No puedo dejar atrás tampoco a todos los compañeros de Máster con quién he tenido la suerte de compartir aula, trabajos, presentaciones y horas de biblioteca. Buenos compañeros y mejores personas, que además en nuestra mayoría al ser todos naturales de fuera de Sevilla, nos brindamos apoyo y compartimos buenos momentos fuera de la escuela. Espero que no perdamos nunca del todo el contacto y les deseo muchos éxitos en su camino laboral, pero sobre todo que nunca pierdan su esencia y encuentren su lugar en el mundo.

Quiero resaltar el agradecimiento a mi Madre a la que quiero enormemente y a la que nunca seré capaz de devolver ni un tercio de todo lo que me ha dado, a mi Abuela que sintió enormemente mi distancia, a mi hermano del que estoy orgulloso, que sigue mis pasos y espero que llegue aún más lejos si así realmente lo desea; y por supuesto a toda mi familia. Por estar siempre ahí, por apoyarme, por creer en mí y por ser el pilar de mi vida. Este nuevo paso y cada nuevo que logre, será siempre por y para ellos.

Por último, hago extensivo este agradecimiento a esos buenos amigos que, pese a no guardar lazos de sangre, son esa familia que eliges. Esos que se interesan por saber cómo va todo o por cuando iba a volver a Málaga para ponernos al día. De los que encuentran un hueco siempre para verte y de los que, pese a que llevemos meses o años sin vernos, al volver a compartir un rato juntos todo siguiera igual que siempre. Es decir, a todos esos amigos cactus, que no requieren muchos cuidados ni atenciones, e incluso pinchan un poco a veces, pero que seguirán siempre ahí al volver a casa.

*Francisco Jiménez Carretero*

*Sevilla, 2024*



# Resumen

---

El mercado intradiario continuo (XBID) permite el comercio de energía eléctrica entre las distintas zonas de Europa de manera continua, aumentando la eficiencia global de las transacciones en los mercados intradiarios en toda Europa. El objetivo de este mercado intradiario continuo es aumentar la posibilidad de que los agentes del mercado puedan gestionar sus desbalances de energía, de manera significativa ya que se pueden beneficiar no solamente de la liquidez del mercado a nivel nacional, sino también la liquidez disponible en los mercados de otras áreas.

El objetivo principal del presente TFM es analizar las tendencias de los precios y la demanda en tiempo real y saber que variables influyen en el comportamiento del mercado XBID. Al considerar que este mercado es un mercado de desvíos, lo que qué afecta principalmente a estos mercados es la propia variabilidad de un sinfín de variables. Algunas de estas variables han sido estudiadas de manera individual como la variabilidad de la demanda, que está influenciada por factores: climáticos, laboralidad, etc.; o la generación renovable que introduce desvíos.

A su vez esta volatilidad puede estar recogida en los propios precios de los mercados intradiarios, ya que los mercados intradiarios pueden ser altamente volátiles debido a cambios inesperados en la oferta y la demanda. Las condiciones climáticas afectan tanto la producción de energía renovable (eólica y solar) como la demanda de electricidad (por ejemplo, el uso de calefacción y aire acondicionado). También eventos inesperados y fallos en la infraestructura o eventos de mantenimiento pueden afectar a la volatilidad del mercado y por tanto al mercado XBID.

Por último, al ser un mercado europeo las ofertas se realizan desde cualquier país, pero para que se hagan efectivas debe de existir capacidad de interconexión, con lo cual las limitaciones de la red pueden afectar los precios y la oferta. Además de estas variables que pueden estar más o menos disponibles, las propias estrategias de oferta y demanda de los diferentes actores del mercado también pueden afectar el equilibrio del mercado y los precios.

Por tanto, con el análisis de estas variables y sus impactos en el mercado XBID se puede desarrollar una mejor comprensión de cómo optimizar las estrategias de oferta en este mercado dinámico y complejo.



# Abstract

---

The continuous intraday market (XBID) allows electricity to be traded between different areas of Europe on a continuous basis, increasing the overall efficiency of transactions in intraday markets across Europe. The objective of this continuous intraday market is to increase the possibility for market players to manage their energy imbalances, in a significant way as they can benefit not only from the liquidity of the market at national level, but also from the liquidity available in the markets of other areas.

The main objective of this TFM is to analyse real-time price and demand trends and to find out which variables influence the behaviour of the XBID market. Considering that this market is a deviation market, what mainly affects these markets is the variability of an endless number of variables. Some of these variables have been studied individually, such as the variability of demand, which is influenced by climatic factors, employment, etc., or renewable generation, which introduces deviations.

This volatility may in turn be captured in the intraday market prices themselves, as intraday markets can be highly volatile due to unexpected changes in supply and demand. Weather conditions affect both renewable energy production (wind and solar) and electricity demand (e.g. heating and air conditioning use). Also unexpected events and infrastructure failures or maintenance events can affect market volatility and therefore the XBID market.

Finally, being a European market, bids can be made from any country, but in order to be effective, interconnection capacity must be available, so network limitations can affect prices and supply. In addition to these variables that may be more or less available, the supply and demand strategies of the different market players themselves can also affect market equilibrium and prices.

Therefore, by analysing these variables and their impacts on the XBID market, a better understanding can be developed of how to optimise offers strategies in this dynamic and complex market.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>9</b>
<b>Resumen</b>	<b>11</b>
<b>Abstract</b>	<b>13</b>
<b>Índice</b>	<b>14</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>16</b>
<b>Notación</b>	<b>18</b>
<b>1 Revisión estado del arte</b>	<b>19</b>
1.1 <i>Funcionamiento del mercado eléctrico.</i>	19
1.1.1 Mercado diario.	20
1.1.2 Mercado intradiario europeo.	20
1.1.3 Mercado intradiario continuo.	21
1.2 <i>Contexto y planificación.</i>	23
1.2.1 Datos consolidados Mercado Eléctrico 2023.	23
1.2.2 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.	25
1.2.3 Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026.	25
<b>2 Elaboración de la base de datos</b>	<b>27</b>
2.1 <i>Descripción de las herramientas utilizadas.</i>	27
2.2 <i>Datos relativos a los mercados eléctricos.</i>	28
2.2.1 Datos utilizados para el mercado diario.	29
2.2.2 Datos utilizados para el mercado intradiario continuo.	33
2.2.3 Índice IRE de consumo eléctrico de grandes consumidores.	36
2.2.4 Demanda eléctrica.	37
2.2.5 Estructura de la generación.	37
2.2.6 Temperatura media peninsular.	38
2.2.7 Otros indicadores.	39
<b>3 Evolución mercado intradiario continuo durante 2023</b>	<b>41</b>
3.1 <i>Relación con el mercado diario.</i>	41
3.2 <i>Relación con la demanda de electricidad.</i>	42
3.3 <i>Relación con la estructura de generación.</i>	44
3.4 <i>Relación con las interconexiones fronterizas.</i>	47
3.5 <i>Trading ofertas mercado intradiario continuo.</i>	51
3.6 <i>Trading agentes mercado intradiario continuo.</i>	52
<b>4 Análisis correlación mercado intradiario continuo</b>	<b>55</b>
4.1 <i>Importación y tratamiento de datos con Python.</i>	55
4.2 <i>Correlación de datos con Python.</i>	58

4.2.1	Correlación precio mercado continuo VS demanda VS importaciones.	58
4.2.2	Correlación demanda VS temperatura.	59
4.2.3	Precio mercado continuo VS demanda VS estructura de generación.	59
4.2.4	Diferencial precio mercado diario – mercado continuo VS varios.	61
4.2.5	Diferencial precio mercado diario – mercado continuo VS varios.	62
4.2.6	Ejemplo análisis a corto plazo.	63
<b>5</b>	<b>Conclusiones y futuras líneas de trabajo</b>	<b>67</b>
5.1	Conclusiones.	67
5.2	Futuras líneas de trabajo.	69
	<b>Referencias</b>	<b>70</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1. Curvas de casación del mercado eléctrico. Fuente: Apuntes MSEE.	19
Figura 2. Sesiones intradiarias europeas. Fuente: OMIE [1].	21
Figura 3. Contratos en negociación mercado intradiario continuo. Fuente: OMIE [1].	22
Figura 4. Energía negociada en los mercados intradiarios vs mercado diario. Fuente: OMIE [2].	24
Figura 5. Energía por tecnologías en el PDBF. Fuente: OMIE [2].	24
Figura 6. Top 10 orígenes energía casada. Fuente: Elaboración Propia.	24
Figura 7. Senda de descarbonización del sistema eléctrico. Fuente: REE [3].	25
Figura 8. Infografía trazado nueva interconexión con Francia. Fuente: Inelfe [5].	26
Figura 9. Refuerzos en las interconexiones según el plan de desarrollo H2026. Fuente: REE [6].	26
Figura 10. Captura web OMIEData [7].	28
Figura 11. Captura datos disponibles del MIC en OMIEData [7].	28
Figura 12. Fichero “marginalpdbc_aaaammdd”. Fuente: OMIE.	29
Figura 13. Carga de datos en Power BI a través de Power Queryy. Fuente: Elaboración propia.	30
Figura 14. Combinación de archivos en Power Query. Fuente: Elaboración propia.	30
Figura 15. Captura interfaz Power Query. Fuente: Elaboración propia.	31
Figura 16. Ejemplo configuración final tabla en Power Query. Fuente: Elaboración propia.	31
Figura 17. Captura tablas cargadas en Power BI. Fuente: Elaboración propia.	31
Figura 18. Captura modulo Vista de Modelo en Power BI. Fuente: Elaboración propia.	32
Figura 19. Captura herramienta “Administrar Relaciones” de Power BI. Fuente: Elaboración propia.	32
Figura 20. Fichero “orders_ammdd”. Fuente: OMIE.	33
Figura 21. Fichero “capacidad_inter_phfc_aaaammdd”. Fuente: OMIE.	33
Figura 22. Fichero "precios_pibcic_aaaammdd". Fuente: OMIE.	34
Figura 23. Fichero "trades_aaaammdd". Fuente: Elaboración propia.	35
Figura 24. Captura widget evolución IRE 2023. Fuente: REE [10].	36
Figura 25. Captura widget estructura generación por tecnologías 2023. Fuente: REE [13].	38
Figura 26. Ejemplo datos temperatura informe mensual Enero 2023. Fuente: AEMET [14].	38
Figura 27. Evolución precios mercados, IRE y MIBGAS. Fuente: Elaboración propia.	41
Figura 28. Evolución demanda frente a mercados eléctricos. Fuente: Elaboración propia.	42
Figura 29. Detalle Dic-23 demanda frente a mercados eléctricos. Fuente: Elaboración propia.	43
Figura 30. Demanda frente a IPC e IRE. Fuente: Elaboración propia.	43



Figura 31. Demanda frente a temperatura media península. Fuente: Elaboración propia.	44
Figura 32. Desplazamiento casación simple energías renovables. Fuente: Elaboración propia.	45
Figura 33. Producción total renovable frente a precio mercados. Fuente: Elaboración propia.	45
Figura 34. Producción total renovable vs precio mercados Feb/23. Fuente: Elaboración propia.	46
Figura 35. Disponibilidad nuclear y mercados. Fuente: Elaboración propia.	46
Figura 36. Producción c.combinado y mercados. Fuente: Elaboración propia.	47
Figura 37. Capacidad mín., media y máx. interconexiones 2023. Fuente: REE.	47
Figura 38. Balance interconexiones 2023. Fuente: REE.	48
Figura 39. Desglose energía exportada 2023. Fuente: Elaboración propia.	48
Figura 40. Desglose energía importada 2023. Fuente: Elaboración propia	48
Figura 41. Capacidad libre importaciones y precios de mercado. Fuente: Elaboración propia.	49
Figura 42. Detalle importaciones Febrero 2023. Fuente: Elaboración propia.	49
Figura 43. Detalle importaciones Mayo. Fuente: Elaboración propia.	50
Figura 44. Detalle energía casada MIC y precios. Fuente: Elaboración propia.	51
Figura 45. Detalle energía casada y energía ofertada MIC. Fuente: Elaboración propia.	52
Figura 46. Top 10 agentes que más energía venden en el MIC. Fuente: Elaboración propia.	53
Figura 47. Top 10 agentes que más energía compran en el MIC. Fuente: Elaboración propia.	53
Figura 48. Top 10 agentes que más energía ofertan en el MIC. Fuente: Elaboración propia.	54
Figura 49. Top 10 origen energía casada en el MIC. Fuente: Elaboración propia.	54
Figura 50. Ejemplo exportación datos gráfico Power BI. Fuente: Elaboración propia.	55
Figura 51. Grado asociación Pearson. Fuente: [22].	58
Figura 52. Mapa de calor matriz de correlaciones MIC 2023. Fuente: Elaboración propia.	60
Figura 53. Mapa de calor matriz de correlaciones MIC día 15/10/2023. Fuente: Elaboración propia.	64
Figura 54. Evolución horaria diferenciales de precios y eólica del 15/10/23. Fuente: Elaboración propia.	65
Figura 55. Evolución horaria dif. de precios y emisiones CO2 del 15/10/23. Fuente: Elaboración propia.	65

# Notación

---

AEMET	Agencia Estatal de Meteorología
API	Interfaz de Programación de Aplicaciones
CET	Central European Time
CUPS	Código Universal de Punto de Suministro
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GET	Método de petición HTTP
IDA	Intraday Capacity Auctions
IPC	Índice de Precios de Consumo
IRE	Índice de Red Eléctrica
LTS	Local Trading Solution
MD	Mercado Diario de energía
MIBGAS	Mercado Ibérico del Gas
MIC	Mercado Intradía Continuo de energía
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
PDBF	Programa Diario Base de Funcionamiento
PDVD	Programa Diario Viable Definitivo
PHFC	Programas Horarios Finales del Continuo
PIB	Producto Interior Bruto
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
REE	Red Eléctrica de España
REST	transferencia de estado representacional
SDAC	Single Day-Ahead Coupling
SIDC	Single Intraday Coupling
UE	Unión Europea
XBID	Cross-Border IntraDay market project

# 1 REVISIÓN ESTADO DEL ARTE

Para situar adecuadamente el objeto de este estudio es primordial establecer en primer lugar los mecanismos existentes en España y Europa en los mercados mayoristas de energía. Igualmente se establece el contexto y horizonte temporal a corto y medio plazo en materia de planes estratégicos y acciones para comprender la tendencia del sector en los próximos años.

## 1.1 Funcionamiento del mercado eléctrico.

El mercado diario e intradiario de electricidad se gestiona de manera conjunta para Portugal y España por OMIE que es el operador de mercado eléctrico designado (NEMO, según la terminología europea). Así mismo, OMIE participa activamente en el acoplamiento de los mercados mayoristas de electricidad en la UE, conjuntamente con todos los NEMOs designados en cada Estado miembro.

Europa ha establecido un marco regulatorio para el sector eléctrico europeo hasta 2030 basado en mercados transfronterizos de energía marginalistas. Bajo esta regulación, OMIE gestiona el mercado mayorista de electricidad diario e intradiario (subastas intradiarias e intradiario continuo) para la Península Ibérica.

Los engranajes de este mercado mayorista lo conforman los agentes, a los que se considera toda persona física o jurídica que intervenga en las transacciones económicas que tengan lugar en el mercado de producción de energía eléctrica, comprando o vendiendo electricidad:

- Los productores de energía eléctrica.
- Los comercializadores.
- Los consumidores directos en el mercado.
- Los representantes.

Para ejercer el derecho a comprar y vender energía en el mercado, los agentes deberán, además de cumplir otros requisitos, adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

El Operador del Mercado realizará la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía por medio del algoritmo denominado Euphemia. La precisión establecida para el mercado ibérico es de dos decimales para los precios, establecidos en euros por MWh, y de un decimal para las energías, establecidas en MWh.

El algoritmo de casación busca la optimización del welfare, es decir, el área que maximiza el beneficio para los consumidores, que pagan un precio final inferior al que estaban dispuestos a asumir; y el beneficio de los productores, que consiguen vender su energía a un precio superior al ofertado.

Se asegurará que no sea casada ninguna oferta que implique el no cumplimiento de las limitaciones impuestas por los operadores del sistema (Red Eléctrica de España – REE) por seguridad.

- 1) El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada periodo horario de programación.



Figura 1. Curvas de casación del mercado eléctrico. Fuente: Apuntes MSEE.

- 2) A partir del método de casación simple, al que se añade la condición de gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada.
- 3) Primera solución final provisional: Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de venta y adquisición casadas cumplen las condiciones complejas declaradas.
- 4) Solución final definitiva: Mediante un proceso iterativo. Respeta la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al Mercado Ibérico.
- 5) *Market Splitting*: En caso de congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos español y portugués se repite el proceso descrito previamente realizándose una separación de mercados que obtiene un precio en cada zona del Mercado Ibérico.

La producción de energía objeto de los contratos bilaterales en los que intervengan no serán incorporadas en el proceso de casación, ni tenidas en cuenta durante el proceso de casación para realizar la comprobación de máximos de venta o de gradiente de carga de la unidad de venta de que se trate.

### 1.1.1 Mercado diario.

El mercado diario también llamado acoplamiento único diario (SDAC, por sus siglas en inglés), como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado para las veinticuatro horas del día siguiente. Este mercado, acoplado con Europa desde el año 2014, es una de las piezas cruciales para conseguir el objetivo del Mercado Interior de la Energía Europeo.

Todos los días del año a las 12:00 CET, se lleva a cabo la sesión del mercado diario en la que se fijan los precios y energías de la electricidad en toda Europa para las veinticuatro horas del día siguiente. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo acordado y aprobado por todos los mercados europeos que actualmente es de aplicación en España, Portugal, Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Francia, Holanda, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Polonia, República Checa y Rumania.

Los agentes compradores y vendedores que se encuentren en España o en Portugal presentarán sus ofertas al mercado diario a través de OMIE, que es el único NEMO designado en dichos países. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico y en función de la capacidad de interconexión disponible entre las zonas de precio. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión entre dos zonas es suficiente para permitir el flujo de electricidad resultante de la negociación, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo en ambas zonas. Si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio da como resultado un precio diferente en cada zona. Este mecanismo descrito para la formación del precio de la electricidad se denomina acoplamiento de mercados.

Los resultados del mercado diario, a partir de la libre contratación entre agentes compradores y vendedores representan la solución más eficiente desde el punto de vista económico, pero dadas las características de la electricidad, se necesita que sea también viable desde el punto de vista físico. Por ello, una vez obtenidos estos resultados se remiten al Operador del Sistema para su validación desde el punto de vista de la viabilidad técnica. Este proceso se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte. Por tanto, los resultados del mercado diario pueden sufrir pequeñas variaciones como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el Operador del Sistema, dando lugar a un programa diario viable.

### 1.1.2 Mercado intradiario europeo.

Los mercados intradiarios [1] son una importante herramienta para que los agentes del mercado puedan ajustar, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía, su programa resultante del mercado diario conforme a las necesidades que esperan en el tiempo real.

Los mercados intradiarios se estructuran actualmente en tres sesiones de subastas en el ámbito europeo 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.

Al igual que el mercado diario, una vez llevados a cabo estos mercados, los resultados son enviados a los operadores del sistema para que puedan programar sus procesos de balance.

Los mercados intradiarios se componen del mercado intradiario de subastas acopladas a nivel europeo (IDA) y el mercado intradiario continuo teniendo por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se pueda producir, de manera acoplada con la gestión de las interconexiones internacionales de las diferentes zonas de precios involucradas en el acoplamiento de mercado europeo, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD).

El mercado intradiario de subastas tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo cuya base de programación es el resultado del mercado diario.

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.

El mercado intradiario de subastas se estructura actualmente en tres sesiones con la siguiente distribución de horarios por sesión:

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª
Apertura de la Sesión	14:00	21:00	9:00
Cierre de la Sesión	15:00	22:00	10:00
Casación y publicación	15:20	22:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	12 horas (13-24 D)

Figura 2. Sesiones intradiarias europeas. Fuente: OMIE [1].

Veinte minutos antes del cierre de cada sesión, la negociación transfronteriza del mercado intradiario continuo será interrumpida para los contratos que entran en el horizonte de la subasta, permitiendo la negociación local de estos periodos hasta el cierre de recepción de ofertas de la sesión.

### 1.1.3 Mercado intradiario continuo.

El mercado intradiario continuo (MIC) también llamado acoplamiento único intradiario (SIDC), surge del proyecto intraeuropeo XBID y 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.

El propósito de este mercado es facilitar el comercio de energía entre las distintas zonas de Europa de manera continua y aumentar la eficiencia global de las transacciones en los mercados intradiarios en toda Europa.

#### 1.1.3.1 Presentación de ofertas en el MIC.

Se realizan a través de la Plataforma de Negociación de OMIE (LTS), donde aparecerán todas las ofertas disponibles que se encuentren en el Libro de Ofertas que no han casado por la competitividad de sus precios, pudiendo ser de la misma área o de distintas de Europa.

Cada oferta presentada se definirá para un contrato determinado y expresando una cantidad y un precio, pudiendo presentarse con unidades de oferta o unidades portfolio.

La negociación de contratos se realizará en diferentes periodos denominados “Rondas”. Estas Rondas tendrán un instante de apertura que será el momento en que se cierre la ronda inmediatamente anterior y un cierre que estará asociado con el cierre de negociación de un contrato de en la Plataforma de contratación continua europea.

NEGOCIACIÓN MERCADOS IDAs Y CONTINUO - DÍA DE 24h																														
DÍA	APERTURA	CIERRE	RONDA / IDA	PERIODOS EN NEGOCIACIÓN																										
D-1	14:00	15:00	Ronda 17	17	18	19	20	21	22	23	24																			
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	15:00	15:20	Ronda 18	18	19	20	21	22	23	24																				
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	15:20	16:00	Ronda 18	18	19	20	21	22	23	24																				
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	16:00	17:00	Ronda 19	19	20	21	22	23	24																					
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	17:00	18:00	Ronda 20	20	21	22	23	24																						
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	18:00	19:00	Ronda 21	21	22	23	24																							
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	19:00	20:00	Ronda 22	22	23	24																								
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	20:00	21:00	Ronda 23	23	24																									
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	21:00	22:00	Ronda 24	24																										
			IDA 2	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	22:00	22:20	Ronda 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D-1	22:20	23:00	Ronda 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	0:00	1:00	Ronda 3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	1:00	2:00	Ronda 4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24						
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	2:00	3:00	Ronda 5	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24							
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	3:00	4:00	Ronda 6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24								
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	4:00	5:00	Ronda 7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24									
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	5:00	6:00	Ronda 8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24										
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	6:00	7:00	Ronda 9	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24											
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	7:00	8:00	Ronda 10	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24												
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	8:00	9:00	Ronda 11	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24													
			IDA 1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	9:00	10:00	Ronda 12	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24														
			IDA 3	13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	10:00	10:20	Ronda 13	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24															
			IDA 3	13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	11:00	12:00	Ronda 14	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																
			IDA 3	14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	12:00	13:00	Ronda 15	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24																	
			IDA 3	15 16 17 18 19 20 21 22 23 24																										
D	13:00	14:00	Ronda 16	16	17	18	19	20	21	22	23	24																		
			IDA 3	16 17 18 19 20 21 22 23 24																										

Figura 3. Contratos en negociación mercado intradiario continuo. Fuente: OMIE [1].

La apertura de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente (D+1), en las zonas de precio de España y Portugal se hará a partir de la finalización de la primera subasta del día en curso (D), siempre que el operador del sistema haya publicado el Programa Diario Viable Definitivo para el día siguiente (D+1) con anterioridad.

En caso de que alguna oferta no cumpla con las condiciones de aceptación, ésta será rechazada.

Los Agentes podrán crear una cesta de varias ofertas Basket Orders que podrán estar asociadas a diferentes Contratos. El envío de la cesta implicará el procesamiento de manera simultánea de todas las ofertas incluidas en la cesta.

Las ofertas incluidas en la cesta podrán resultar o no casadas (e ir al Libro de Ofertas si aplica), independientemente unas de otras, dependiendo de las condiciones indicadas por el agente de mercado a la propia cesta. Cada una de las ofertas de venta o adquisición incluidas en la cesta, podrán a su vez especificar condiciones a la ejecución y/o a la validez para dicha oferta.

El valor económico de la oferta no podrá superar las garantías (límite operativo) depositadas por el agente en OMIE y si ésta fuese compartida, todos los agentes propietarios deberán disponer de límite operativo suficiente para respaldar el porcentaje de la oferta de su titularidad.

Al finalizar cada ronda, OMIE publicará los resultados incrementales y acumulados de cada unidad y se los enviará a los Operadores del Sistema, para que estos realicen y envíen de vuelta a OMIE los Programas Horarios Finales del Continuo (PHFC) y actualicen los valores de las capacidades de las interconexiones.

A partir de ese momento, existen otros mercados gestionados por el Operador del Sistema en el que se asegura en todo momento el equilibrio de la producción y el consumo.

**1.1.3.2 Condiciones de ejecución.**

Los agentes pueden indicar unas condiciones para las cuales los paquetes de energía negociados resulten casados o no. A continuación se enumeran los diferentes tipos:

- **NONE (NON)** se expresa la cantidad de producto a comprar o vender, así como el precio solicitado. Podrá ser casada de manera inmediata o parcial.

La cantidad no casada permanecerá en el Libro de Ofertas al precio incluido en la oferta. Solo son válidas para el contrato al que hacen referencia, cancelándose en caso de que no sea casada en el cierre de dicho contrato.

- **IMMEDIATE OR CANCEL (IOC)** incluyen la cantidad de producto a comprar o vender en un determinado contrato, así como el precio solicitado.

Casarán contra las ofertas más competitivas existentes en el Libro de Ofertas, en caso de que los precios sean aceptables. El precio de la transacción será el de la(s) oferta(s) con las que case (preexistentes).

Se podrán casar parcialmente, aunque la cantidad no casada será eliminada y no permanecerá en el Libro de Ofertas. No pueden ser modificadas ni canceladas por parte del agente.

- **FILL OR KILL (FOK)** incluyen la cantidad de producto a comprar o vender en un determinado contrato, así como el precio solicitado.

Casarán con las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el Libro de Ofertas, si éstas tienen precios aceptables.

No podrán ser casadas parcialmente, si no se casa en su totalidad, la oferta se eliminará completamente. Se ejecutan al momento de su introducción, no permanecen en el Libro de Ofertas.

- **ICEBERG** se introduce la cantidad total de producto a comprar o vender en un determinado Contrato, la parte reducida de esa cantidad que se desea mostrar en el Libro de Ofertas, así como el precio solicitado.

En el Libro de Ofertas únicamente se mostrarán al resto de agentes de mercado una parte reducida de la cantidad total y el precio solicitado. El Agente que introdujo la oferta podrá ver, adicionalmente, la cantidad total de dicha oferta.

- **ICEBERG CON INCREMENTO DE PRECIO** en que las ofertas Iceberg se podrán introducir con un parámetro adicional, llamado incremental de precio.

En caso de introducirse, cada nueva instanciación tendrá un nuevo precio, que será calculado como el precio de la instanciación anterior más el incremental de precio. Las ofertas iceberg de compra solo pueden introducirse con un incremental de precio negativo, mientras que las ofertas de venta sólo pueden introducirse con un incremental de precio positivo.

### 1.1.3.3 Condiciones de validez de la oferta.

De manera análoga, los agentes también pueden establecer una serie de condiciones concernientes al periodo de validez de las ofertas:

- **GOOD-FOR-SESSION (GFS)** las ofertas marcadas con dicha restricción serán válidas hasta el cierre de la negociación del Contrato al que se presentaron. Por defecto, todas las ofertas tendrán seleccionada esta restricción.
- **GOOD-TILL-DATE (GTD)** la oferta presentada será válida hasta un cierto momento establecido por el agente durante la creación de la oferta, dicho momento será siempre anterior al cierre de la negociación del Contrato al que se presentó.

## 1.2 Contexto y planificación.

### 1.2.1 Datos consolidados Mercado Eléctrico 2023.

- La energía total negociada en los mercados diario e intradiarios en 2023, fue un 2.2% superior al 2022, con un desglose de 204,1 TWh negociados en el mercado diario, 36.8 TWh en las subastas intradiarias y 9 TWh del intradiario continuo.

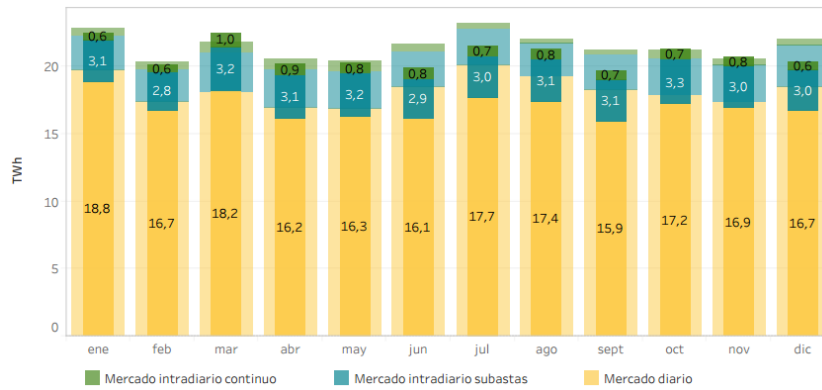


Figura 4. Energía negociada en los mercados intradiarios vs mercado diario. Fuente: OMIE [2].

- El precio medio aritmético del mercado diario ha sido de 87,69 €/MWh, en el intradiario de subastas, 87,99 €/MWh y en el intradiario continuo de 89,43 €/MWh.
- La energía renovable, junto con la nuclear, siguen representando casi la totalidad de la generación. Hay que destacar también el aumento de la energía solar fotovoltaica que ha visto incrementada su aportación de un 11,1% en 2022 a un 16,2% en 2023.

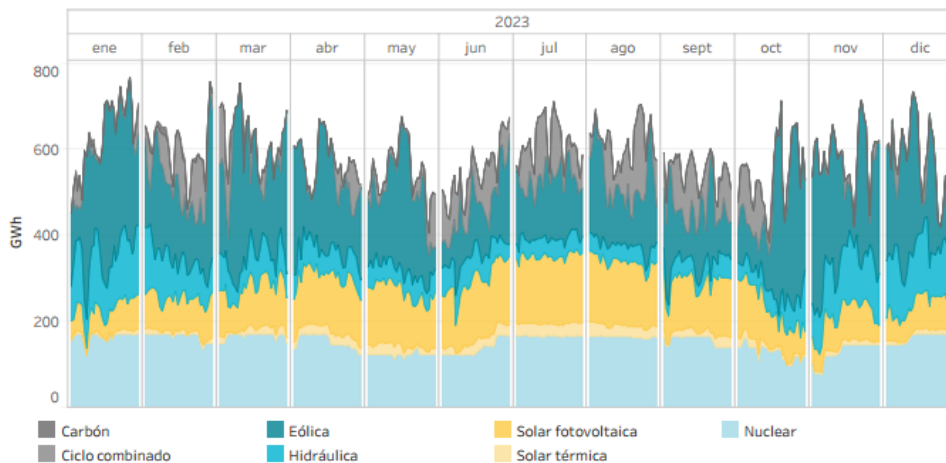


Figura 5. Energía por tecnologías en el PDBF. Fuente: OMIE [2].

- Se observa una tendencia estable de la negociación a lo largo del año en el MIC y continúa siendo una herramienta flexible y eficiente para los agentes, minimizando sus posibles desajustes y sus costes. Se confirma que para las tecnologías renovables, este mercado es muy relevante debido a que les permite realizar ajustes en la última hora de negociación antes de la entrega de energía. El récord de negociación desde el inicio del MIC se alcanzó en Marzo de 2023 con un total de 1.047,9 GW negociados, confirmando la tendencia alcista.

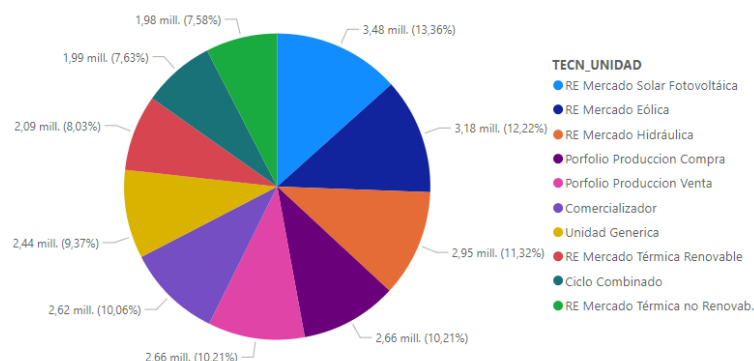


Figura 6. Top 10 orígenes energía casada. Fuente: Elaboración Propia.



## 1.2.2 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.

El marco de la política energética y climática en España está determinado por la Unión Europea (UE) que a su vez responde a los requerimientos del Acuerdo de París alcanzado en 2015 para dar una respuesta internacional y coordinada al reto de la crisis climática. La UE ratificó el Acuerdo de París en octubre de 2016, lo que permitió su entrada en vigor en noviembre de ese año. España hizo lo propio en 2017, estableciendo así un compromiso renovado con las políticas energéticas y de cambio climático.

La UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Los PNIEC presentados por cada Estado miembro servirán a la Comisión para determinar el grado de cumplimiento conjunto y establecer actuaciones para corregir posibles desvíos. El Reglamento define, a su vez, un proceso iterativo entre la Comisión y los Estados miembros con vistas a la finalización de los Planes en 2019 y su posterior aplicación. Incluye un calendario de actualización de los Planes cada cinco años y establece que los Estados miembros deberán presentar cada dos años informes de progreso (el primero de los cuales se elaborará antes del 15 de marzo de 2023). Finalmente, establece garantías para la continuidad del Plan más allá del 2030 mediante la elaboración de una Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050).

Las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

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

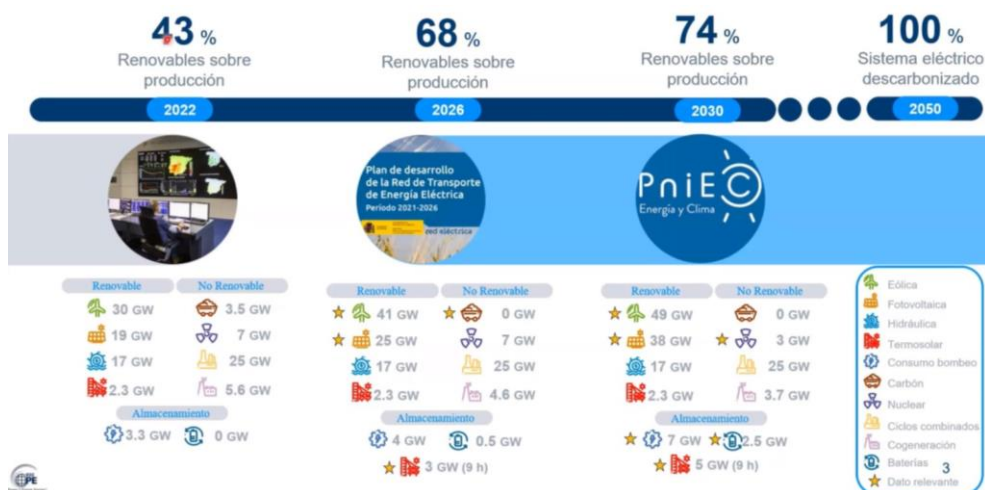


Figura 7. Senda de descarbonización del sistema eléctrico. Fuente: REE [3].

Estos resultados permitirán avanzar hacia el cumplimiento del objetivo a más largo plazo que ha guiado la elaboración de este Plan que es alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI de España en 2050, en coherencia con las posiciones adoptadas por la Comisión Europea y la mayoría de los Estados miembros. Este objetivo supone la reducción de, al menos, un 90% de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 para 2050.

Sin embargo, incluso en una Europa totalmente renovable, en la que el viento y el sol produjeran de media el 100% de la electricidad necesaria, sería necesario una importante generación de reserva despachable. En contraposición, algunos modelos económicos sugieren menos ampliaciones de la red y del almacenamiento, con el dimensionado óptimo del menor tamaño de almacenamiento en baterías en términos de coste [4].

## 1.2.3 Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026.

La planificación de la red de transporte es un ejercicio que se desarrolla bajo un marco regulado y liderado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, desarrollado con la participación de las comunidades y ciudades autónomas y que tiene como objetivo identificar las necesidades de modernización de las instalaciones existentes así como de las nuevas infraestructuras de transporte que se requiere desarrollar para

garantizar el suministro eléctrico en todo el territorio nacional en el escenario objetivo futuro, considerando al mismo tiempo aspectos de sostenibilidad ambiental, social y económica.

La planificación 2021-2026 tiene por objeto identificar las necesidades de desarrollo de la red de transporte con varias finalidades:

- Permitir la integración masiva de nueva generación renovable al ritmo necesario para alcanzar los objetivos del PNIEC en el medio y largo plazo. En concreto, las medidas planificadas en el horizonte 2026, permitirán reducir la cantidad de vertidos renovables del 15% al 4%, lo que conlleva a su vez un aumento de la penetración de renovables del 68%, en línea con lo establecido en el PNIEC.
- Mantener y mejorar la seguridad de suministro del sistema eléctrico español en cumplimiento de lo establecido en la legislación de aplicación.
- Dar respuesta a las necesidades de nueva demanda que se identifiquen, incluidas las relativas a la alimentación de infraestructuras de transporte como ferrocarriles o electrificación de los puertos marítimos.
- Reducir las limitaciones técnicas estructurales de la red de transporte que hacen necesaria la programación de generación por restricciones técnicas.
- Dar respuesta a las necesidades de interconexión internacional y conexión con y entre territorios no peninsulares. Incorpora la nueva interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, que supondrá un nuevo enlace de 400 kms que prácticamente duplicará la capacidad de conexión desde los 2800 MW actuales hasta los 5000 MW; así como la interconexión norte entre España y Portugal, actuaciones que permiten avanzar en el camino hacia un verdadero Mercado Interior de la Energía en Europa.



Figura 8. Infografía trazado nueva interconexión con Francia. Fuente: Inelfe [5].

El plan de desarrollo incluye también el refuerzo de la interconexión con Marruecos que permite cumplir el acuerdo con el Reino de Marruecos para el desarrollo de una tercera interconexión eléctrica y una estrategia de colaboración en el ámbito de la energía antes de 2026. El refuerzo de la interconexión con Marruecos deriva en un mayor flujo de intercambio entre los sistemas, que prácticamente se duplica en ambos sentidos. El saldo neto de intercambio es netamente exportador de España hacia Marruecos, lo que permite dar salida a una parte importante de la renovable del sur de la Península.

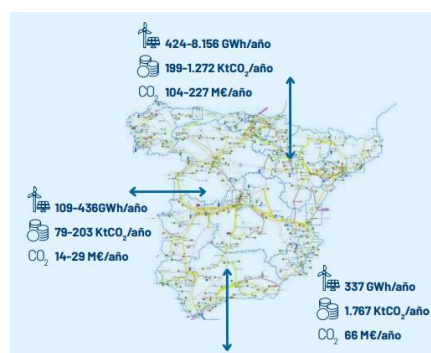


Figura 9. Refuerzos en las interconexiones según el plan de desarrollo H2026. Fuente: REE [6].

## 2 ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS

---

En primer lugar abordaremos la cuestión necesaria de la adquisición y tratamiento de los datos necesarios sobre los que erigir el presente estudio. Se ha adoptado un enfoque práctico y eficiente, basado en las últimas técnicas y herramientas de data science, competencia necesaria y transversal para cualquier aplicación en la ingeniería moderna.

### 2.1 Descripción de las herramientas utilizadas.

En este subapartado se procede a justificar el software empleado, así como una breve justificación de dicha motivación. Aunque en los siguientes apartados y capítulos se incluyen los códigos de programación empleados y parte de los pasos seguidos en estas herramientas, no se puede entrar en detalle en la totalidad de los mismos con la profundidad requerida para su completa reproducción dado que queda fuera del ámbito del presente documento.

- Python.

Para la ejecución de scripts de adquisición de los datos web y para el último análisis de correlación entre variables, se decide usar Python frente a Matlab siguiendo la tendencia actual en el ámbito industrial, por la elevada cantidad de bibliotecas y funciones disponibles, por la comunidad de soporte existente y por ser una herramienta libre y gratuita.

- Power Query.

Aunque como se explicará más adelante, se usa de manera embebida, Power Query es una herramienta que pese a ofrecer complejas competencias, mediante un uso básico y sencillo permite conectar, transformar y adecuar ingentes cantidades de datos de una forma automatizada tras crear debidamente las reglas y pasos necesarios. La abundante cantidad de datos usados en este proyecto hacen del todo inviable o extremadamente poco productivo tratar estos datos de manera manual mediante Microsoft Excel.

Si bien es cierto que este tratamiento de datos también podría haberse ejecutado en gran parte con Python, el uso de Power Query como herramienta embebida de Power BI facilitó enormemente la carga de estos datos a dicho entorno que se pasa a comentar a continuación.

- Power BI.

Es el software de moda en los últimos años para representar de manera rápida y sencilla dashboards dinámicos muy potentes para realizar seguimiento de datos, informes, resúmenes ejecutivos, etc.

La razón principal de su éxito reside en su versatilidad para conectar una enorme variedad de orígenes de datos diferentes y su manipulación mediante Power Query para obtener e importar las tablas requeridas en su entorno.

Otra razón muy importante a tener en cuenta es la limitación de filas en las tablas. Excel, que también conecta con Power Query y tiene la posibilidad de analizar datos con Tablas dinámicas o Gráficas dinámicas, solo permite un número máximo de filas cercano al millón. Sin embargo, esta limitación no existe en Power Bi donde por ejemplo los datos relativos a “Transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo” han necesitado de un total de casi 4 mill. de filas y en el caso de “Ofertas enviadas al mercado intradiario continuo” que ha superado los 10 mill. de filas.

Estas características facilitaron por tanto la carga masiva de datos y un primer análisis con algunos gráficos que ayudaron enormemente a comprender de manera preliminar el funcionamiento de este mercado y así establecer el camino finalmente representado en este documento.

## 2.2 Datos relativos a los mercados eléctricos.

El operador del mercado eléctrico español, OMIE, alberga de manera abierta y gratuita gran cantidad de datos relativos a los diferentes mercados eléctricos en su web de OMIEData [7].



Figura 10. Captura web OMIEData [7].

Dentro del apartado de acceso a ficheros, principalmente se han utilizado datos del mercado intradiario continuo, aunque también se han tomado ciertos datos del mercado diario para el correspondiente contraste entre el comportamiento y evolución de ambos mercados. En la Figura 11 se muestran las diferentes tipologías de datos disponibles para este mercado.

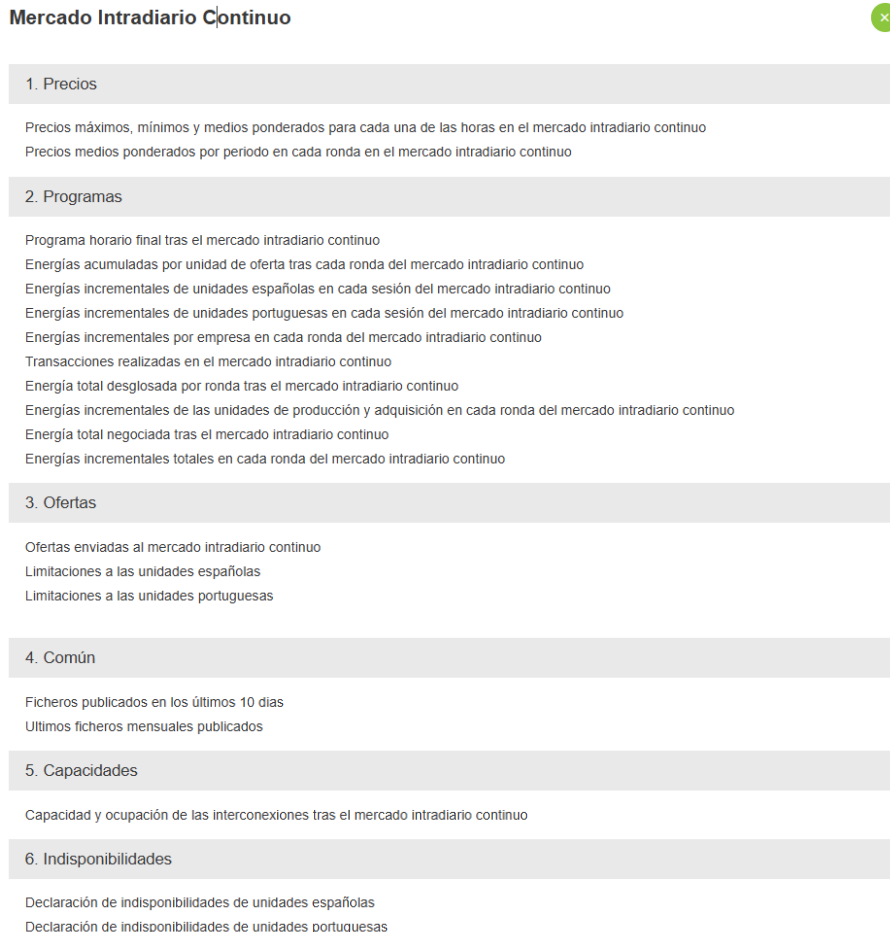


Figura 11. Captura datos disponibles del MIC en OMIEData [7].

En cuanto a la temporalidad de los datos seleccionados, hay que tener en cuenta que algunos datos se encuentran disponibles con uno o dos días de delay respecto a la fecha actual mientras que otros sin embargo demoran más en consolidarse y publicarse necesitando hasta dos meses. Por este motivo se ha tomado el año natural 2023 por tener disponible la totalidad de sus datos.

Es importante también conocer el listado de agentes intervinientes en estos mercados. Esta información se puede consultar y descargar en el apartado de Agentes [8] también de OMIE y será de vital importancia en el análisis del trading de los mercados descrito en los siguientes capítulos.

Por último, antes de pasar al análisis de los datos utilizados, cabe destacar que OMIE pone también a disposición por medio del documento [9] una guía para interpretar la estructura, unidades y contenido de los diferentes archivos disponibles en OMIEData.

### 2.2.1 Datos utilizados para el mercado diario.

Con objeto de establecer una referencia, se parte del precio final marcado por el Mercado diario. De esta manera, se ha obtenido el coste marginal del mercado eléctrico tomando como fuente de datos OMIE que proporciona estos datos con una resolución horaria.

Dado que el mercado opera la región ibérica es posible obtener el precio tanto para España como para Portugal, que en la mayoría de las circunstancias son análogos salvo congestiones puntuales. Para el objeto de este trabajo consideraremos únicamente el precio en España.

- Precios horarios del mercado diario en España

Estos datos están disponibles para cada día y tienen una resolución horaria. No es posible filtrar en la web, que solo permite la selección y descarga de manera individualizada desde 01/01/2023. Para datos anteriores, están disponible mediante un archivo comprimido para la totalidad del año.

La estructura del archivo de texto plano se muestra en la Figura 12; y tal y como se indicaba previamente, es necesario acudir a la guía [9] para interpretar adecuadamente las columnas generadas.

```
20230101.txt: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
MARGINALPDBC;
2023;01;01;1;0;0;
2023;01;01;2;0;0;
2023;01;01;3;0;0;
2023;01;01;4;0;0;
2023;01;01;5;0;0;
2023;01;01;6;0;0;
2023;01;01;7;0;0;
```

Figura 12. Fichero “marginalpdbc\_aaaamdd”. Fuente: OMIE.

La tediosa tarea manual que resultaría de adquirir todos estos datos a golpe de clic, queda resumida a poco más de diez líneas usando el lenguaje de programación Python mediante la biblioteca requests, la biblioteca datetime y el uso de un sencillo bucle incluyendo una variable para la fecha deseada en el link de acceso a OMIE y posteriormente escribiendo la información obtenida en un archivo .txt del mismo nombre en la carpeta seleccionada.

```
from datetime import datetime
from datetime import timedelta
date_ini = datetime(2023,1,1)
date_fin = datetime(2023,12,31)
date_str = date_ini.strftime('%Y%m%d')
date_fin_str = date_fin.strftime('%Y%m%d')
while date_str != date_fin_str:
    url = f'https://www.omie.es/en/file-
download?parents%5B0%5D=marginalpdbc&filename=marginalpdbc_{date_str}.1'
    import requests
    r = requests.get(url)
    with open(f'2023/{date_str}.txt', 'wb') as f:
        f.write(r.content)
    date_ini = date_ini + timedelta(days=1)
    date_str = date_ini.strftime('%Y%m%d')
```

Tras ejecutar este paso, tenemos los datos en local, para los 365 días del 2023 y será necesario el uso de otra herramienta para procesarlos adecuadamente.

Una herramienta sencilla y eficiente es el uso de Power Query, que en este caso para optimizar la representación y análisis de los datos obtenidos posteriormente, se ha realizado a través de la herramienta Power BI que trae embebida una extensión de Power Query para formar la base de datos de los informes.

De manera resumida, esta acción se ejecuta desde Power BI en Inicio>Obtener Datos>Más...>Carpeta. Se selecciona la carpeta que contiene los 365 ficheros y mediante la interfaz de Power Query se comienza a editar

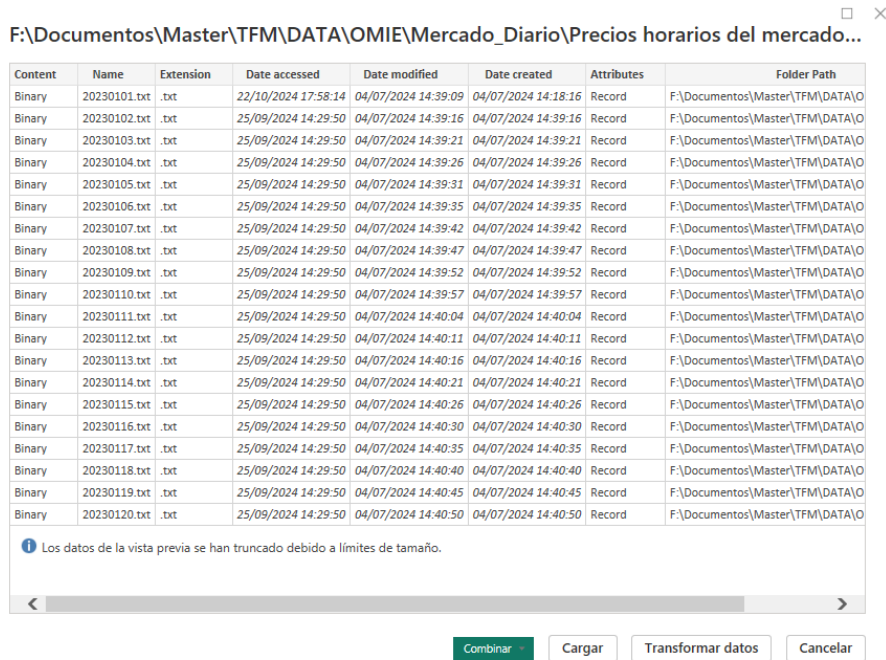


Figura 13. Carga de datos en Power BI a través de Power Query. Fuente: Elaboración propia.

Tras desplegar el botón de Combinar para seleccionar Combinar y Transformar datos. Aparece otra pantalla a continuación que muestra la estructura de ejemplo tomando como base el primer archivo analizado de la serie de datos.

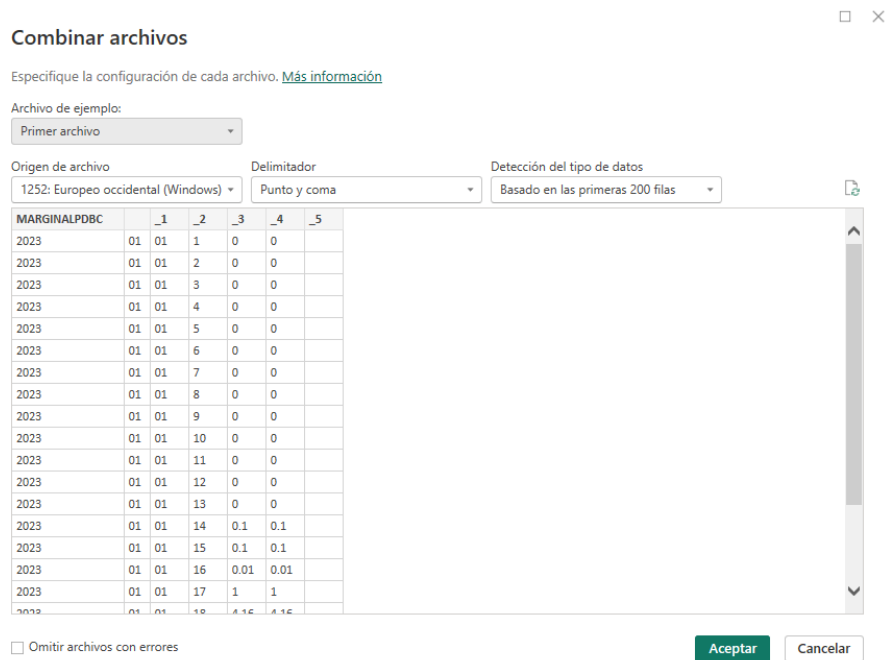


Figura 14. Combinación de archivos en Power Query. Fuente: Elaboración propia.

Se clican en Aceptar y finalmente accedemos a la interfaz de Power Query donde se muestra inicialmente los datos en bruto interpretados y tratados de manera automática por la herramienta.

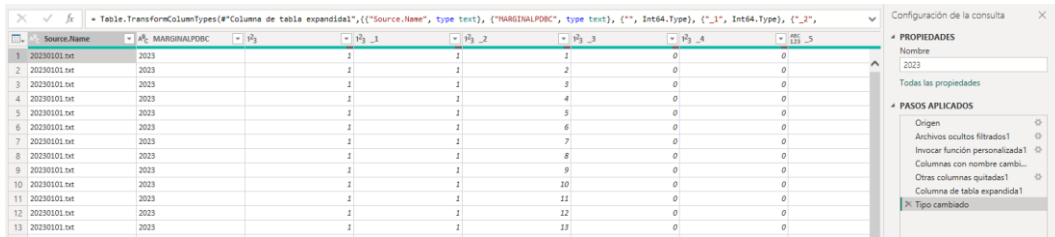


Figura 15. Captura interfaz Power Query. Fuente: Elaboración propia.

Tras eliminar, rehacer y añadir algunos pasos de los mostrados inicialmente en la parte derecha de la Figura 16, llegamos a obtener la visualización que deseamos para el conjunto de datos.

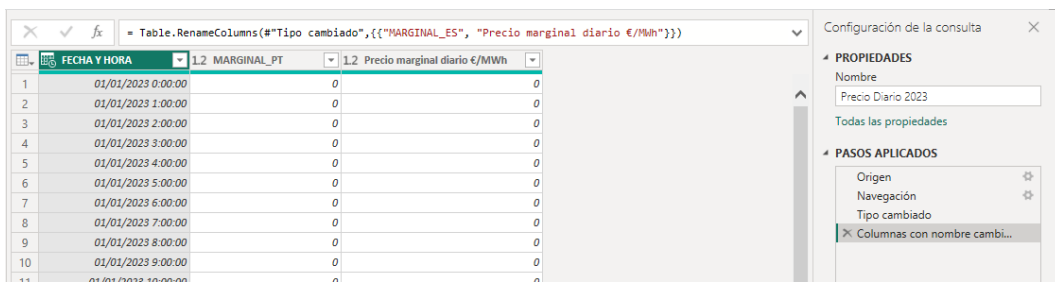


Figura 16. Ejemplo configuración final tabla en Power Query. Fuente: Elaboración propia.

En este punto podemos clicar en la esquina superior izquierda en “cerrar y aplicar” para cargar correctamente los datos como una nueva tabla en nuestro archivo de Power BI. Una vez se genera esta tabla dentro del ambiente de Power BI, es posible representar gráficas, obtener datos resumidos por promedio, suma, máximo, etc., así como establecer filtros de fechas o categorías que serán de gran utilidad para la elaboración del presente estudio.

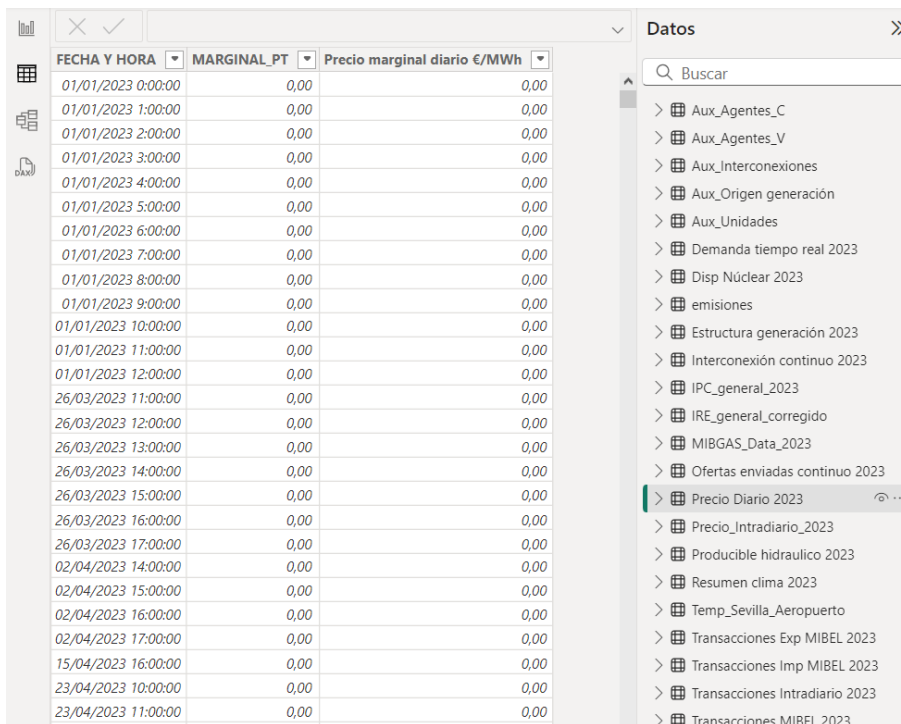


Figura 17. Captura tablas cargadas en Power BI. Fuente: Elaboración propia.



Una vez generadas y cargadas las tablas de estudio, bien desde la barra de herramientas o bien desde el menú lateral de Vista de Modelo, se pueden establecer conexiones entre variables de las diferentes tablas de manera que ambas queden conectadas por un mismo criterio, tales como la fecha o una categoría. Esta acción es indispensable para poder representar y filtrar adecuadamente gráficas que comparan datos de orígenes distintos.

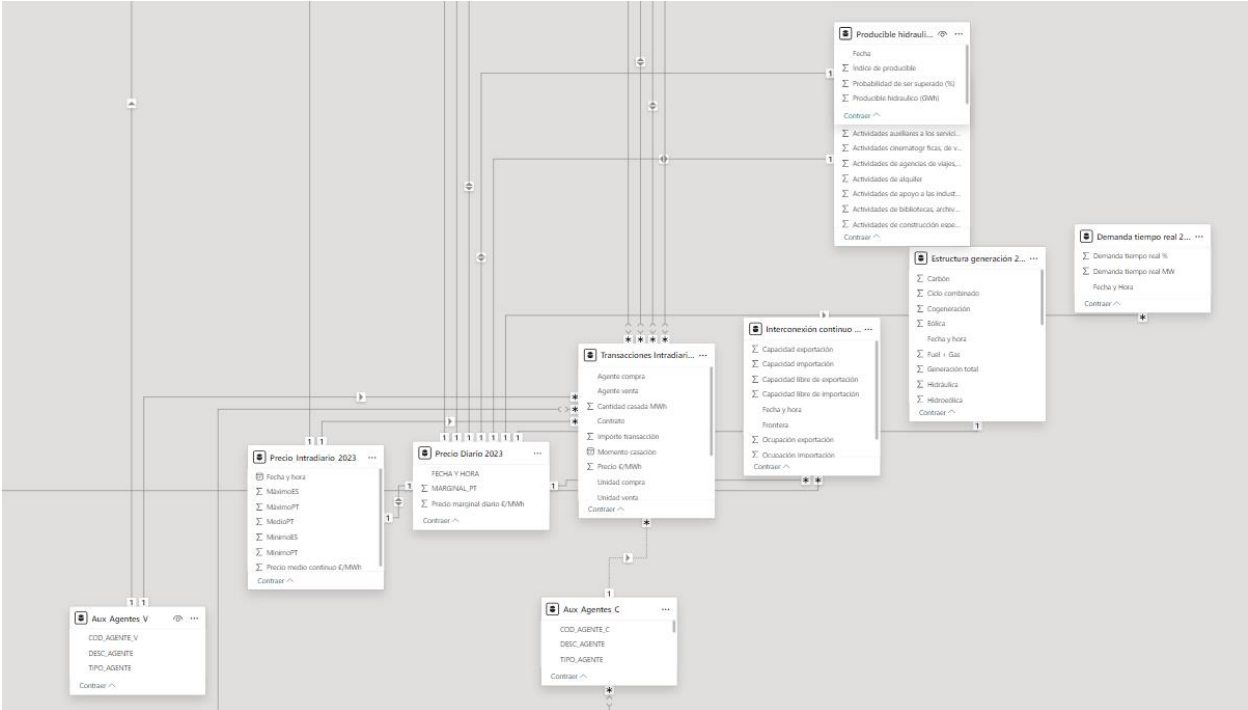


Figura 18. Captura modulo Vista de Modelo en Power BI. Fuente: Elaboración propia.

### Administrar relaciones

<input type="checkbox"/> Desde: tabla (columna) ↑	Relación	A: tabla (columna)
<input type="checkbox"/> Aux_Agentes_C (DESC_AGENTE)	* — 1 — *	Aux_Unidades (PROP_UNIDAD)
<input type="checkbox"/> Demanda tiempo real 2023 (F...	* — 1 — 1	Precio Diario 2023 (FECHA Y H..
<input type="checkbox"/> Disp Nuclear 2023 (Fecha)	* — 1 — 1	Precio Diario 2023 (FECHA Y H..
<input type="checkbox"/> Estructura generación 2023 (F...	1 — 1 — 1	Precio Diario 2023 (FECHA Y H..
<input type="checkbox"/> Interconexión continuo 2023 (...)	* — 1 — 1	Precio Diario 2023 (FECHA Y H..
<input type="checkbox"/> Interconexión continuo 2023 (...)	* — 1 — 1	Aux_Interconexiones (ID_FRO...
<input type="checkbox"/> IPC_general_2023 (FECHA)	1 — 1 — 1	Precio_Intradia_2023 (Fecha..
<input type="checkbox"/> IRE_general_corregido (Fecha)	1 — 1 — 1	Precio Diario 2023 (FECHA Y H..

Figura 19. Captura herramienta “Administrar Relaciones” de Power BI. Fuente: Elaboración propia.



## 2.2.2 Datos utilizados para el mercado intradiario continuo.

Este mercado forma el núcleo del presente estudio y por tanto es el que nutre en mayor cantidad de información al mismo. Se obtiene igualmente de OMIE y dependiendo del tipo de dato seleccionado la disponibilidad y resolución de los datos varían.

En este apartado se han considerado los datos de Precio del mercado continuo para España, estado de las interconexiones internacionales (Francia, Portugal, Marruecos y Andorra) al cierre del mercado continuo y las transacciones de compraventa realizadas dentro del mercado continuo.

El origen de datos de transacciones es sin duda el más extenso de todo el estudio con un total de casi 4 millones de filas para el periodo de 2023, lo que resulta muy complejo y tedioso de recopilar y analizar sin la ayuda de algoritmos y herramientas apropiadas para el tratamiento de grandes volúmenes de datos.

- Ofertas enviadas al mercado intradiario continuo:

Estos datos están disponibles para cada día y tienen una resolución horaria. No es posible filtrar en la web, que solo permite la selección y descarga de manera individualizada por meses mediante un archivo comprimido.

La estructura del archivo de texto plano se muestra en la Figura 20; y tal y como se indicaba previamente, es necesario acudir a la guía [9] para interpretar adecuadamente las columnas generadas.



```
orders_20230101.txt: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
OMIE - Mercado de electricidad;Fecha Emisión :02/01/2023 - 04:41;;01/01/2023;Órdenes enviadas a XBID;;;

Fecha;Contrato;Zona;Agente;Unidad;Precio;Cantidad;Tipo oferta;Condiciones a la ejecución;Condiciones a la validez;Cantidad reducida;PPD;Momento de envío;
01/01/2023;20230101 15:00-20230101 16:00;10VPT-REN-----W;AXPOP;AXPOC02;22,50;10,00;V;ICE;GTD;5,00;0;31/12/2022 22:00:03;
01/01/2023;20230101 15:00-20230101 16:00;10VPT-REN-----W;AXPOP;AXPOC02;22,50;10,00;V;ICE;GTD;5,00;0;31/12/2022 22:00:03;
01/01/2023;20230101 15:00-20230101 16:00;10VPT-REN-----W;AXPOP;AXPOC02;22,50;10,00;V;ICE;GTD;5,00;0;31/12/2022 22:00:02;
01/01/2023;20230101 15:00-20230101 16:00;10VPT-REN-----W;AXPOP;AXPOC02;22,50;10,00;V;ICE;GTD;5,00;0;31/12/2022 22:00:02;
01/01/2023;20230101 15:00-20230101 16:00;10VPT-REN-----W;AXPOP;AXPOC02;22,50;10,00;V;ICE;GTD;5,00;0;31/12/2022 22:00:02;
01/01/2023;20230101 16:00-20230101 17:00;10YES-REE-----0;BSGEA;BSGEC01;-2,00;0,60;C;GTD;;;01/01/2023 10:00:04;
01/01/2023;20230101 15:00-20230101 16:00;10YES-REE-----0;BSGEA;BSGEC01;-2,00;0,20;C;GTD;;;01/01/2023 02:00:05;
01/01/2023;20230101 20:00-20230101 21:00;10YES-REE-----0;BSGEA;BSGEC01;5,00;0,50;C;GTD;;;01/01/2023 10:00:04;
01/01/2023;20230101 16:00-20230101 17:00;10YES-REE-----0;BSGEA;BSGEC01;-2,00;0,20;C;GTD;;;01/01/2023 10:00:04;
```

Figura 20. Fichero “orders\_aammdd”. Fuente: OMIE.

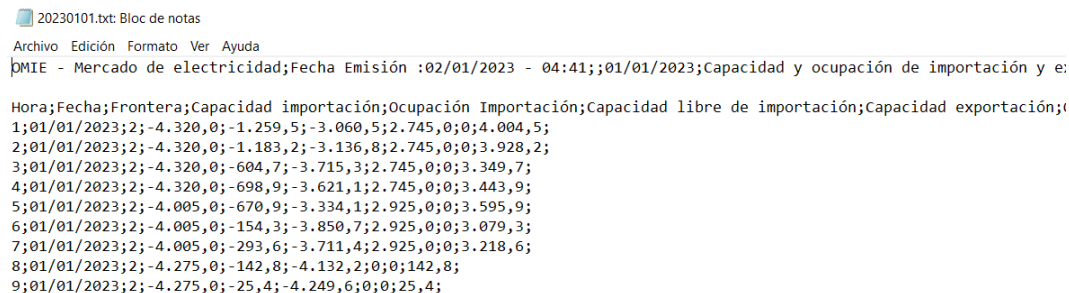
En este caso la disponibilidad de archivos comprimidos hace que la descarga manual no sea tan laboriosa y por tanto se procedió de esta manera.

Para la combinación y tratamiento de los ficheros, se ha procedido de manera análoga a lo indicado en el apartado 2.2.1.

- Capacidad y ocupación de las interconexiones tras el mercado intradiario continuo

Estos datos están disponibles para cada día y tienen una resolución horaria. No es posible filtrar en la web, que solo permite la selección y descarga de manera individualizada desde 01/01/2023. Para datos anteriores, están disponible mediante un archivo comprimido para la totalidad del año.

La estructura del archivo de texto plano se muestra en la Figura 21; y tal y como se indicaba previamente, es necesario acudir a la guía [9] para interpretar adecuadamente las columnas generadas.



```
20230101.txt: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
OMIE - Mercado de electricidad;Fecha Emisión :02/01/2023 - 04:41;;01/01/2023;Capacidad y ocupación de importación y e:

Hora;Fecha;Frontera;Capacidad importación;Ocupación Importación;Capacidad libre de importación;Capacidad exportación;
1;01/01/2023;2;-4.320,0;-1.259,5;-3.060,5;2.745,0;0;4.004,5;
2;01/01/2023;2;-4.320,0;-1.183,2;-3.136,8;2.745,0;0;3.928,2;
3;01/01/2023;2;-4.320,0;-604,7;-3.715,3;2.745,0;0;3.349,7;
4;01/01/2023;2;-4.320,0;-698,9;-3.621,1;2.745,0;0;3.443,9;
5;01/01/2023;2;-4.005,0;-670,9;-3.334,1;2.925,0;0;3.595,9;
6;01/01/2023;2;-4.005,0;-154,3;-3.850,7;2.925,0;0;3.079,3;
7;01/01/2023;2;-4.005,0;-293,6;-3.711,4;2.925,0;0;3.218,6;
8;01/01/2023;2;-4.275,0;-142,8;-4.132,2;0;0;142,8;
9;01/01/2023;2;-4.275,0;-25,4;-4.249,6;0;0;25,4;
```

Figura 21. Fichero “capacidad\_inter\_phfc\_aaaammdd”. Fuente: OMIE.

Nuevamente la tarea de recopilar los datos para la totalidad de 2023 resulta tediosa e inabordable de manera manual, por lo que se indica a continuación el script utilizado para descargar dichos datos.

```

from datetime import datetime
from datetime import timedelta
date_ini = datetime(2023,1,1)
date_fin = datetime(2023,12,31)
date_str = date_ini.strftime('%Y%m%d')
date_fin_str = date_fin.strftime('%Y%m%d')
while date_str <= date_fin_str:
    url = f'https://www.omie.es/es/file-
download?parents%5B0%5D=capacidad_inter_phfc&filename=capacidad_inter_phfc_{date_s
tr}.1'
    import requests
    r = requests.get(url)
    with open(f'2023/{date_str}.txt', 'wb') as f:
        f.write(r.content)
    date_ini = date_ini + timedelta(days=1)
    date_str = date_ini.strftime('%Y%m%d')

```

Para la combinación y tratamiento de los ficheros, se ha procedido de manera análoga a lo indicado en el apartado 2.2.1.

- Precios máximos mínimos medios ponderados

Estos datos están disponibles para cada día y tienen una resolución horaria. No es posible filtrar en la web, que solo permite la selección y descarga de manera individualizada desde 01/01/2023. Para datos anteriores, están disponible mediante un archivo comprimido para la totalidad del año.

La estructura del archivo de texto plano se muestra en la Figura 22; y tal y como se indicaba previamente, es necesario acudir a la guía [9] para interpretar adecuadamente las columnas generadas.

```

20230101.txt: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
OMIE - Mercado de electricidad;Fecha Emisión :02/01/2023 - 04:41;;01/01/2023;Precios Máximos, Mír
Año;Mes;Día;Hora;MáximoES;MáximoPT;MáximoMO;MínimoES;MínimoPT;MínimoMO;MedioES;MedioPT;MedioMO;
2023;1;1;14;0,99;0;-4,00;-5,14;0;-0,72;-1,63;0;
2023;1;1;12;0,13;-0,99;0;-3,23;-3,00;0;-0,45;-1,73;0;
2023;1;1;10;0,12;-0,72;0;-9,98;-9,98;0;-0,95;-3,17;0;
2023;1;1;9;0;-0,99;0;-6,49;-6,00;0;-3,34;-3,47;0;
2023;1;1;8;0;-0,99;0;-6,69;-7,92;0;-2,87;-5,45;0;
2023;1;1;7;0;-0,99;0;-7,00;-9,70;0;-3,27;-3,92;0;
2023;1;1;6;0;-0,99;0;-13,58;-6,60;0;-3,90;-2,78;0;
2023;1;1;5;0;-0,99;0;-15,40;-6,30;0;-3,20;-2,75;0;

```

Figura 22. Fichero "precios\_pibcic\_aaaammdd". Fuente: OMIE.

Nuevamente la tarea de recopilar los datos para la totalidad de 2023 resulta tediosa e invariable de manera manual, por lo que se indica a continuación el script utilizado para descargar dichos datos.

```

from datetime import datetime
from datetime import timedelta
date_ini = datetime(2023,1,1)
date_fin = datetime(2023,12,31)
date_str = date_ini.strftime('%Y%m%d')
date_fin_str = date_fin.strftime('%Y%m%d')
while date_str != date_fin_str:
    url = f'https://www.omie.es/es/file-
download?parents%5B0%5D=precios_pibcic&filename=precios_pibcic_{date_str}.1'
    import requests

```

```

r = requests.get(url)
with open(f'2023/{date_str}.txt', 'wb') as f:
    f.write(r.content)
date_ini = date_ini + timedelta(days=1)
date_str = date_ini.strftime('%Y%m%d')

```

Para la combinación y tratamiento de los ficheros, se ha procedido de manera análoga a lo indicado en el apartado 2.2.1.

- Transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo

Estos datos están disponibles para cada día y tienen una resolución horaria. No es posible filtrar en la web, que solo permite la selección y descarga de manera individualizada por meses mediante un archivo comprimido.

La estructura del archivo de texto plano se muestra en la Figura 23; y tal y como se indicaba previamente, es necesario acudir a la guía [9] para interpretar adecuadamente las columnas generadas.

```

trades_20230101.1: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
OMIE - Mercado de electricidad;Fecha Emisión :02/01/2023 - 04:41;;01/01/2023;Transacciones realizadas en XBID;;;
Fecha;Contrato;Agente compra;Unidad compra;Zona compra;Agente venta;Unidad venta;Zona venta;Precio;Cantidad;Momento casación;
01/01/2023;20230101 10:00-20230101 11:00;EDPGP;EGPPCX2;10YPT-REN-----W;;;-10,00;0,70;31/12/2022 22:00:05;
01/01/2023;20230101 10:00-20230101 11:00;EDPGP;EGPPCX2;10YPT-REN-----W;;;-9,91;2,80;31/12/2022 22:00:05;
01/01/2023;20230101 08:00-20230101 09:00;;;EGED;ACC1EBR;10YES-REE-----0;-2,20;0,10;31/12/2022 22:20:32;
01/01/2023;20230101 06:00-20230101 07:00;;;EGED;EGEDVD5;10YES-REE-----0;-6,00;0,10;31/12/2022 22:26:13;
01/01/2023;20230101 10:00-20230101 11:00;;;EGED;EGEDVD5;10YES-REE-----0;-8,00;2,60;31/12/2022 22:27:57;
01/01/2023;20230101 05:00-20230101 06:00;;;EGED;EGEDVD5;10YES-REE-----0;-4,90;0,30;31/12/2022 22:28:30;

```

Figura 23. Fichero "trades\_aaaammdd". Fuente: Elaboración propia.

Aunque la disponibilidad de archivos comprimidos hace que la descarga manual no sea tan laboriosa, llegados a este punto se probó exitosamente una variante de los scripts indicados anteriormente, para ejecutar la descarga automatizada de los ficheros comprimidos .zip.

```

from datetime import datetime
from datetime import timedelta
date_ini = 202301
date_fin = 202312
while date_ini <= date_fin:
    url = f'https://www.omie.es/es/file-
download?parents%5B0%5D=trades&filename=trades_{date_ini}.zip'
    import requests
    r = requests.get(url)
    with open(f'2023/{date_ini}.zip', 'wb') as f:
        f.write(r.content)
    date_ini = date_ini + 1

```

Para la combinación y tratamiento de los ficheros, se ha procedido de manera análoga a lo indicado en el apartado 2.2.1.

### 2.2.3 Índice IRE de consumo eléctrico de grandes consumidores.

El Índice de Red Eléctrica (IRE) es un indicador cuyo objetivo es facilitar una información adelantada de la evolución del consumo eléctrico del conjunto de empresas que tienen un consumo eléctrico medio/alto, así como su desglose por sectores de actividad (actividades industriales y de servicios).

El estudio de este indicador nace con el propósito de investigar su relación con la previsión de demanda eléctrica y por tanto como finalidad última, considerarlo con un input más a la hora de predecir una posible evolución de los precios de los mercados.

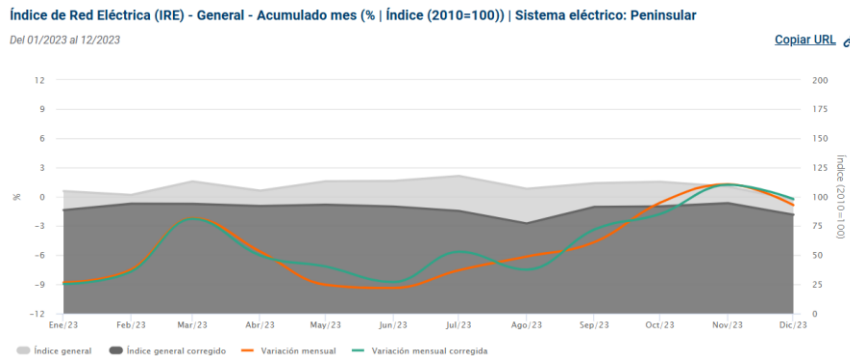


Figura 24. Captura widget evolución IRE 2023. Fuente: REE [10].

A diferencia de los anteriores datos de mercado, este indicador es proporcionado por REE en su web [10]. Dado que nos interesa simplemente ver la evolución mensual a lo largo del año, la resolución mostrada en el widget es suficiente y por tanto utilizando la opción de exportar a .csv conseguimos los datos requeridos.

El IRE parte de los datos referidos a los consumidores con medidas tipo 1 y 2 que en conjunto son aquellos que tienen una potencia contratada superior a 450 kW. Esto es debido a que la información que se recibe de éstos está individualizada y, por lo tanto, es posible conocer la actividad económica que realizan [11].

La desagregación sectorial del consumo por grandes sectores indica una sobrerrepresentación de las actividades industriales que suponen un 73% del consumo total, mientras que el sector servicios representa un 25%, la construcción un 1% y finalmente la agricultura, ganadería y pesca el 1% restante.

Sin embargo, el Valor Añadido Bruto en 2012 muestra un reparto económico totalmente opuesto en los dos sectores principales ya que el sector servicios supone un 66% del total mientras que la Industria representa únicamente el 16%. Esto nos lleva a la conclusión de que la previsión de demanda energética nacional debe guardar una relación más estrecha con el desarrollo de la industria española y que por tanto guardará menor relación con indicadores económicos generales tales como el PIB o el IPC.

En cuanto a la metodología de cálculo del IRE [11], el primer paso consiste en realizar una selección muestral de todos los puntos de suministro CUPS disponibles que cumplen los criterios indicados. Este sesgo tiene por objetivo reducir la volatilidad de medidas y eliminar puntos de consumo poco representativos de su sector.

Una vez seleccionados los datos válidos, se procede a realizar el consumo sectorial agregado mediante el estimador de Horvitz-Thompson, para posteriormente calcular el índice sectorial agregado tomando como base 100 el promedio del consumo del año 2009.

Por último, se tienen en cuenta datos de laboralidad para corregir los índices Total, Industrial y de Servicios teniendo en cuenta diferentes tipos de días mientras que la corrección por temperatura solo se aplica al sector Servicios dado que en el sector Industrial carece de efectos de temperatura reseñables.

## 2.2.4 Demanda eléctrica.

El indicador de la demanda eléctrica se ha considerado a nivel nacional, partiendo de los datos proporcionados por REE con una resolución de cinco minutos. Se ha podido obtener tanto el valor total en MW como el porcentaje de consumo en base a la potencia total instalada.

Esta carga de datos se ha realizado por medio de la API de REData [12], la cual proporciona un sencillo servicio REST para permitir a terceros acceder a los datos backend utilizados en la aplicación REData. Mediante el uso de esta API, es posible recuperar datos de los widgets REData. Sólo permite peticiones GET, ya que el propósito es proporcionar datos relacionados con la aplicación REData. Cada widget está formado por una serie de indicadores que proporcionan datos relacionados con una categoría concreta.

A continuación, se muestra el script desarrollado para obtener los datos relativos a la demanda en tiempo real para la totalidad de 2023.

```
from datetime import datetime
from datetime import timedelta
date_ini = datetime(2023,1,1)
date_fin = datetime(2023,12,31)
date_str = date_ini.strftime('%Y-%m-%d')
date_fin_str = date_fin.strftime('%Y-%m-%d')
date_ini2 = date_ini + timedelta(days=1)
date_str2 = date_ini2.strftime('%Y-%m-%d')
while date_str <= date_fin_str:
    url = f'https://apidatos.ree.es/es/datos/demanda/demanda-tiempo-
real?start_date={date_str}T00:00&end_date={date_str2}T23:59&time_trunc=hour'
    import requests
    r = requests.get(url)
    with open(f'2023/demanda_tiempo_real_{date_str}.json', 'wb') as f:
        f.write(r.content)
    date_ini = date_ini2
    date_str = date_str2
    date_ini2 = date_ini + timedelta(days=1)
    date_str2 = date_ini2.strftime('%Y-%m-%d')
```

Para la combinación y tratamiento de los ficheros, se ha procedido de manera análoga a lo indicado en el apartado 2.2.1.

## 2.2.5 Estructura de la generación.

Otro aspecto fundamental es comprender que unidades de generación participaron en cada momento del mercado, para de esta manera intentar entender la posible afección de ciertas tecnologías en la evolución de los precios.

La adquisición de estos datos también resulta sencilla dado que la exportación del widget de REE correspondiente [13], genera un .csv con el detalle y resolución deseados.

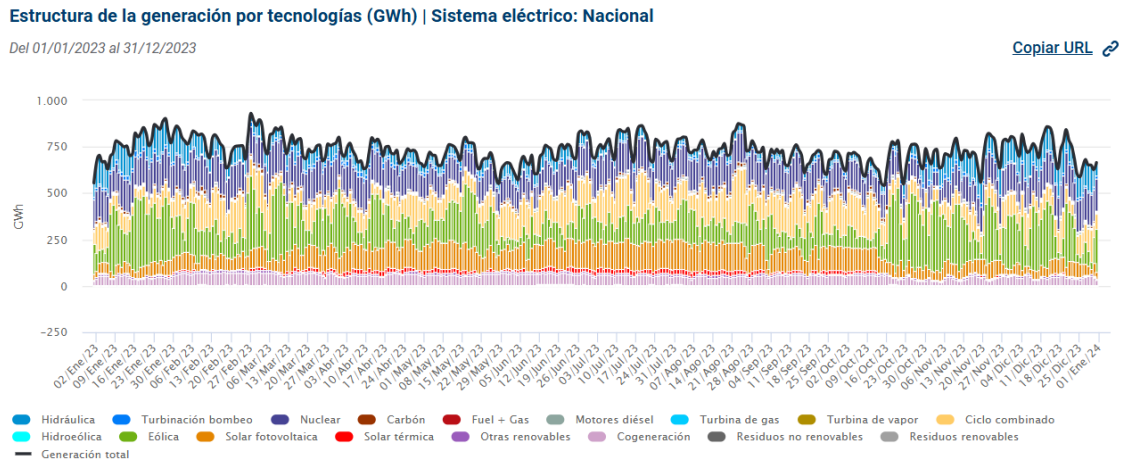


Figura 25. Captura widget estructura generación por tecnologías 2023. Fuente: REE [13].

### 2.2.6 Temperatura media peninsular.

La climatología de la península ibérica propicia que buena parte del consumo previsto sea debido al uso de equipos de climatización y en menor grado de calefacción. Si bien es cierto que en la última década, la evolución de las tecnologías, la mejora en eficiencia energética y un aumento de instalaciones de autoconsumo han propiciado que este aspecto tenga un menor impacto en los picos de demanda.

No obstante, se ha profundizado en la relación de esta variable como un input más. Para ello, se ha tratado de obtener datos de fuentes fiables de manera análoga a lo realizado en los apartados anteriores. Sin embargo, no ha sido posible encontrar una base de datos con indicadores regionales, ya que la API de AEMET OpenData, ofrece los datos de manera individualizada por estaciones meteorológicas y la envergadura de seleccionar estaciones representativas por provincia y realizar algún tipo de media, excede el alcance del presente estudio.

Por ello finalmente se han tomado de manera manual los datos consolidados publicados por AEMET en sus informes mensuales climatológicos [14], en el apartado de Temperatura, Temperatura Media (°C) correspondiente a España peninsular. Se desconoce la metodología empleada por AEMET para el cálculo de dicha media, pero a falta de datos alternativos, se consideran fiables dado el rigor y oficialidad de la fuente.

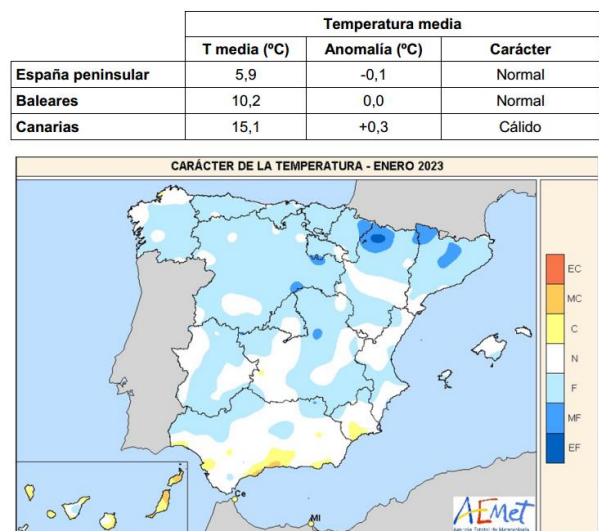


Figura 26. Ejemplo datos temperatura informe mensual Enero 2023. Fuente: AEMET [14].

## 2.2.7 Otros indicadores.

Para completar el rango de variables estudiadas como input del presente estudio se han utilizado también datos relativos al IPC [15], evolución del mercado gasista MIBGAS [16], evolución del coste de derechos de emisión de CO2 [17] y emisiones de CO2.

Estos casos cuentan con una opción de exportación directa a .csv o .xlsx mediante las páginas web indicada, por lo que no fue necesario la ejecución de técnicas complejas para su tratamiento e incorporación al caso de estudio.

Solo en el caso de las emisiones de CO2 ha sido necesario elaborar el siguiente script para obtener los datos desde la API de REE.

```
# DESCARGA DATOS DE REE EMISIONES EN FORMATO .JSON
# =====
url = f'https://apidatos.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-
CO2?start_date=2023-01-01T00:00&end_date=2023-12-31T23:59&time_trunc=day'
import requests
r = requests.get(url)
with open(f'emisiones.json', 'wb') as f:
    f.write(r.content)
=====
```

Para la combinación y tratamiento de los ficheros generados, se ha procedido de manera análoga a lo indicado en el apartado 2.2.1.





# 3 EVOLUCIÓN MERCADO INTRADIARIO CONTINUO DURANTE 2023

En este apartado se va a realizar un análisis preliminar del vasto conjunto de datos disponibles del MIC para así poder concretar y profundizar posteriormente en el estudio de la correlación de las diferentes variables en el siguiente capítulo. Se ha seleccionado el año natural 2023, puesto que es el año con la totalidad de datos más completo hasta la fecha y presenta la ventaja, frente a la estrategia alternativa de seleccionar los últimos doce meses disponibles, que permite observar los diferentes cambios de tendencia a lo largo de un año natural y su posible correlación con estacionalidades o calendarios.

## 3.1 Relación con el mercado diario.

La primera cuestión estudiada se basa en resolver si existe relación entre los diferentes tipos de mercado o si por el contrario cada uno evoluciona de manera independiente.

Para ello, se ha tomado el resultado diario del precio ponderado medio del MIC proporcionado por OMIE, denominado en lo que sigue como “Precio MIC real” (curva magenta Figura 27); así como un cálculo para contrastar dicho valor basado en el importe total de las transacciones casadas en el MIC ponderado a la cantidad de energía casada, denominado en lo que sigue como “Precio MIC calculado” (curva morada Figura 27).

Lo primero que se observa es que hay una diferencia entre el precio MIC real y el precio MIC calculado. Si bien ambos siguen una tendencia similar, en algunos meses esta diferencia se acentúa. Con la información disponible no ha sido posible indagar en el porqué de esta diferencia y es por ello que el precio MIC real será el valor elegido en los siguientes apartados y capítulos a la hora de estudiar el comportamiento del MIC.

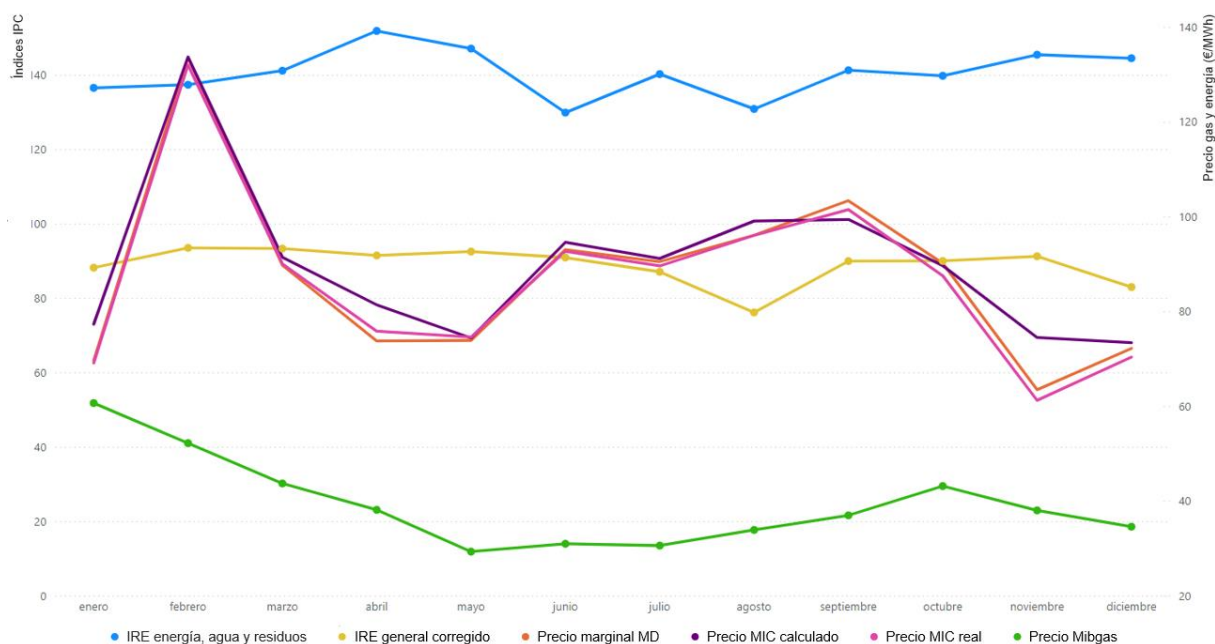


Figura 27. Evolución precios mercados, IRE y MIBGAS. Fuente: Elaboración propia.

Si comparamos esta vez la evolución del precio MIC real con el precio obtenido en el MD, denominado en lo que sigue como “Precio marginal MD” (curva naranja Figura 27), podemos observar una tendencia muy similar entre ambos mercados, con desviaciones mínimas entre ambos precios.

Por ello una primera conclusión, respaldada por un índice de 0,95 de correlación Pearson; es que los factores que influyen al mercado diario son muy similares a los que influyen al MIC.

Dado que la disponibilidad del precio del mercado diario se da el día anterior (D-1) a las 12:00 y que la primera ronda de negociación del MIC se da en D-1 a las 22:00 h, los agentes disponen con diez horas de adelanto el valor aproximado que tendrá la casación de energía en el MIC.

Si además tenemos en cuenta que la tendencia en 2023 según se indicó en el apartado 1.2.1, fue que el precio casado en el MIC fue de media un 1.98 % superior al alcanzado en el mercado diario, obtenemos de manera rápida y sencilla una primera aproximación al comportamiento de este mercado.

Adicionalmente, en la Figura 27 se han representado en contraposición a los precios de los mercados eléctricos, el valor del mercado mayorista de gas MIBGAS (curva verde), el valor del índice IRE general corregido según laboralidad (curva amarilla) y por último el valor del índice IRE específico de Energía (curva azul).

A simple vista se puede comprobar que los índices IRE no guardan demasiada relación con la evolución del precio. Por otro lado, los precios reflejados del mercado MIBGAS, por su afección como materia prima de las centrales de ciclo combinado, si parece guardar una ligera correlación con los precios de los mercados; aunque en un grado menor que la correlación existente entre los propios mercados diario e intradiario.

### 3.2 Relación con la demanda de electricidad.

En segundo lugar, se procede a analizar la evolución de la demanda y su posible relación con los mercados eléctricos. Estableciendo un horizonte temporal anual, según se muestra en la Figura 28, en primer lugar es difícil observar ninguna tendencia a nivel visual; mientras que Power BI nos devuelve un índice de correlación Pearson de 0,30 entre la Demanda y el precio MIC real.

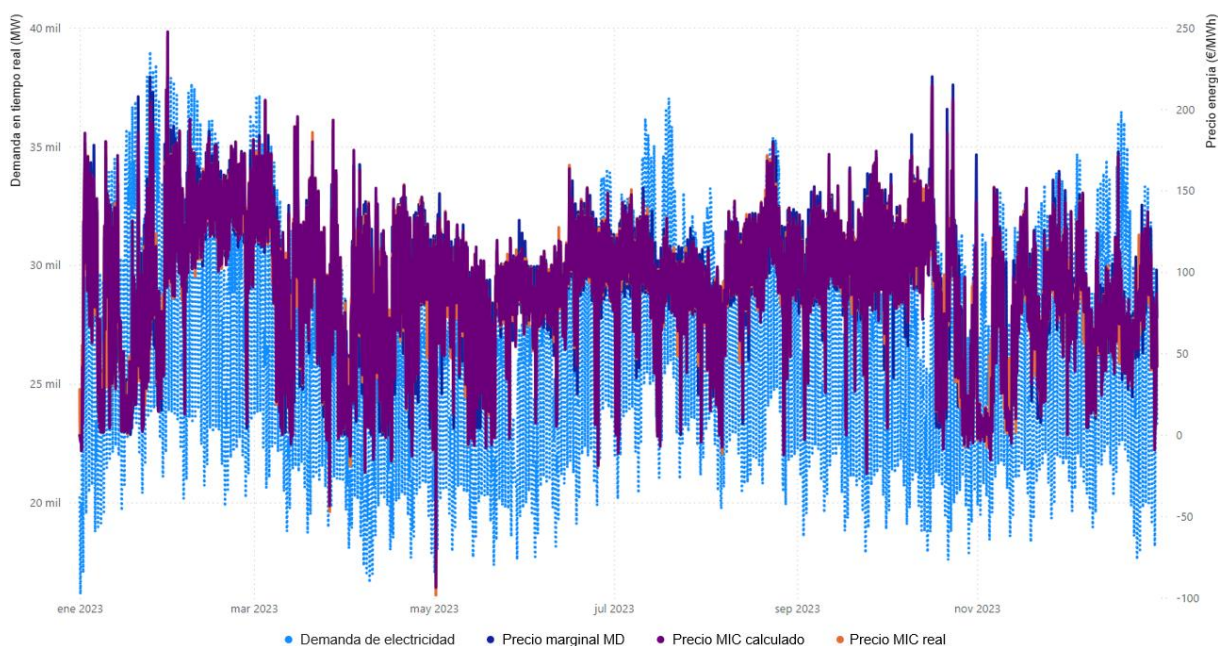


Figura 28. Evolución demanda frente a mercados eléctricos. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, no hay que descartar por ello la incidencia de la demanda en el establecimiento de precios de los mercados puesto que si desgranamos con mayor detalle esta relación se observa una temporalidad en los meses más fríos del año, de Noviembre a Marzo; en los que la media de la correlación se sitúa entre el 0,40 y el 0,51 según el mes. Si se analiza detenidamente, esta relación se basa en que en estos meses hay menor cantidad de energía renovable de bajo coste disponible y por tanto una mayor demanda se traduce en un aumento del uso de combustibles fósiles que tienen un mayor coste de producción y que por tanto encarece la casación final.

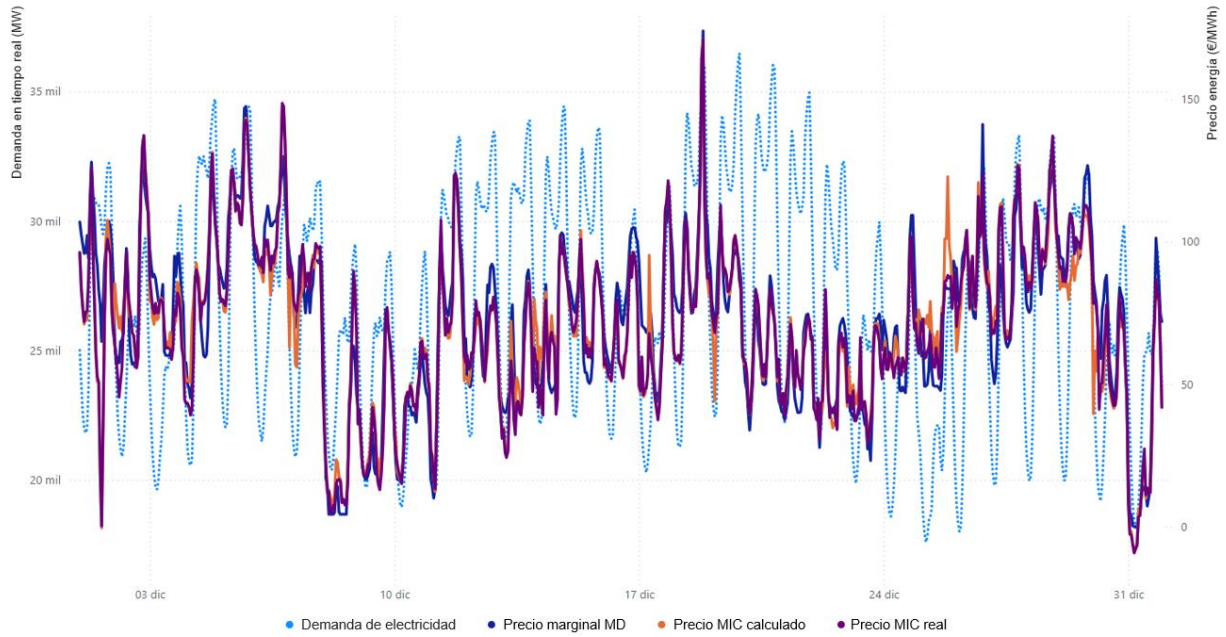


Figura 29. Detalle Dic-23 demanda frente a mercados eléctricos. Fuente: Elaboración propia.

Por último, hay que destacar que la correlación también guarda una mayor relación entre el pico diario del precio y el pico de la demanda diaria. Por lo cual las rondas de negociación correspondiente a dichos tramos, la energía demandada prevista tendrá una mayor influencia y por tanto será posible también afinar la previsión del MIC en dicho momento, generalmente en las rondas de la tarde entre las 16 h y las 00 h.

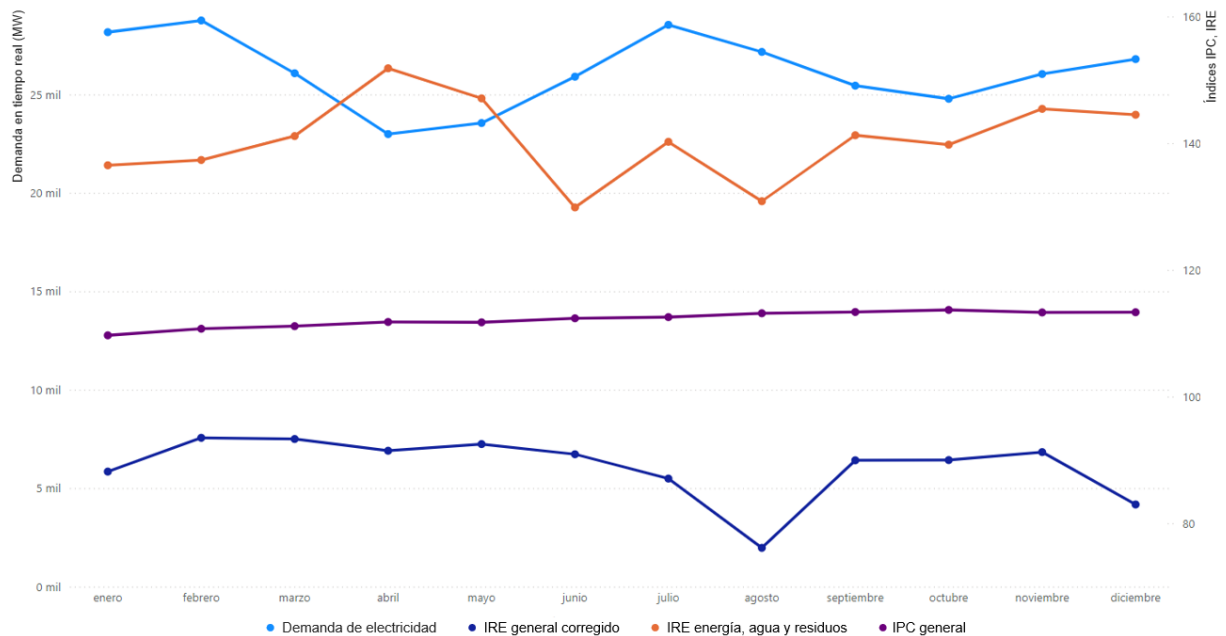


Figura 30. Demanda frente a IPC e IRE. Fuente: Elaboración propia.

Pese a que estos datos preliminares no arrojan un elevado optimismo, siguiendo la línea planteada por los autores del artículo [18], existen suficientes indicios como para intentar establecer de manera anticipada la evolución de la demanda en base a diferentes factores. En la Figura 30 se muestra el comparativo de la demanda (curva azul) frente al IRE general (curva azul oscuro), IRE energía (curva naranja) y al IPC (curva morada).

En primer lugar, a simple vista ya cabe descartar el IRE general dado que su tendencia parece seguir a la de la demanda. Sin embargo, el IRE específico de Energía sí parece guardar una relación más directa a nivel intermensual.

Por otra parte, la tendencia del IPC es demasiado plana y ascendente como para ser considerado en un análisis intermensual; aunque eso no quita que, como indicador económico de precios, pueda ser en un momento dado un complemento más para actualizar la demanda de manera interanual.

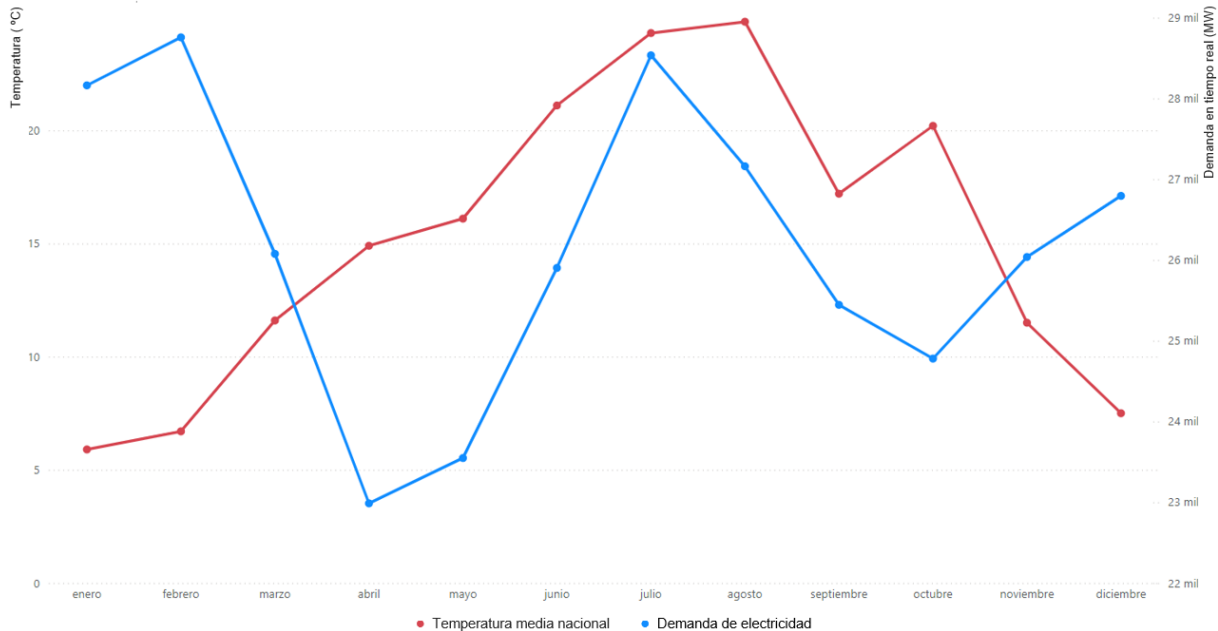


Figura 31. Demanda frente a temperatura media península. Fuente: Elaboración propia.

Por último, en la Figura 31 se muestra la comparativa de la demanda (curva azul) con la Temperatura media estatal según datos consolidados de Aemet (curva roja). Se puede observar que en los meses fríos (Octubre a Marzo), hay una correlación inversa. Esto tiene sentido dado que unas menores temperaturas en invierno conllevarán a un mayor uso de calefacción. Por otra parte, en los meses más cálidos (Abril a Septiembre) la relación es directa, ya que a mayor temperatura mayor uso de refrigeración.

Como conclusión, el precio de los mercados se verá ciertamente influenciado por la demanda, sobre todo de manera estacional especialmente en los meses más gélidos del año [19].

### 3.3 Relación con la estructura de generación.

El algoritmo de casación de los mercados eléctricos ordena e introduce las ofertas de venta de energía de menor a mayor coste buscando el punto de corte con la curva de ofertas que se ordena de manera inversa. Por tanto, aquellas fuentes de energía que por restricciones técnicas o por bajo coste sean las primeras en entrar en el proceso de venta; son las denominadas como centrales base.

Este es el caso de las energías renovables que al carecer de un coste variable al no necesitar combustible suelen ofertar a un coste prácticamente nulo.

Es lógico por tanto pensar que, en la medida que exista una mayor disponibilidad de energías renovables, es decir viento en la dirección y velocidad apropiados, una buena cantidad de horas de luz sin nubosidad o cantidad de agua embalsada turbinable; el precio final del mercado descenderá. Esto se puede contrastar de manera gráfica en la Figura 32, donde se muestra como un aumento de energía renovable a coste cero desplaza la curva de ofertas hacia la derecha provocando un descenso del precio A al precio B.

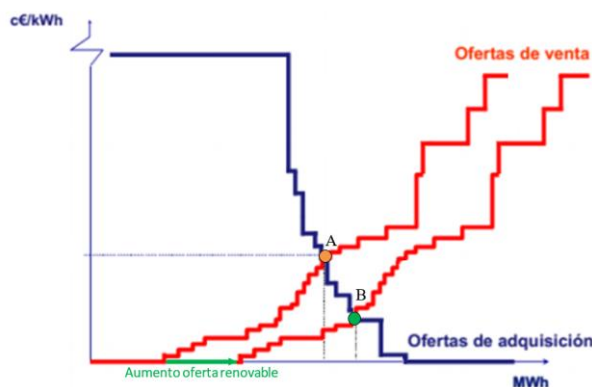


Figura 32. Desplazamiento casación simple energías renovables. Fuente: Elaboración propia.

Tomando ahora los datos de estructura de generación proporcionados por REE y teniendo en cuenta que se ha considerado el total de energías renovables como la suma de las tecnologías hidráulica, turbinación bombeo, hidroeléctrica, eólica, bombeo, solar fotovoltaica, solar térmica, residuos renovables y otras renovables; obtenemos la representación mostrada en la Figura 33.

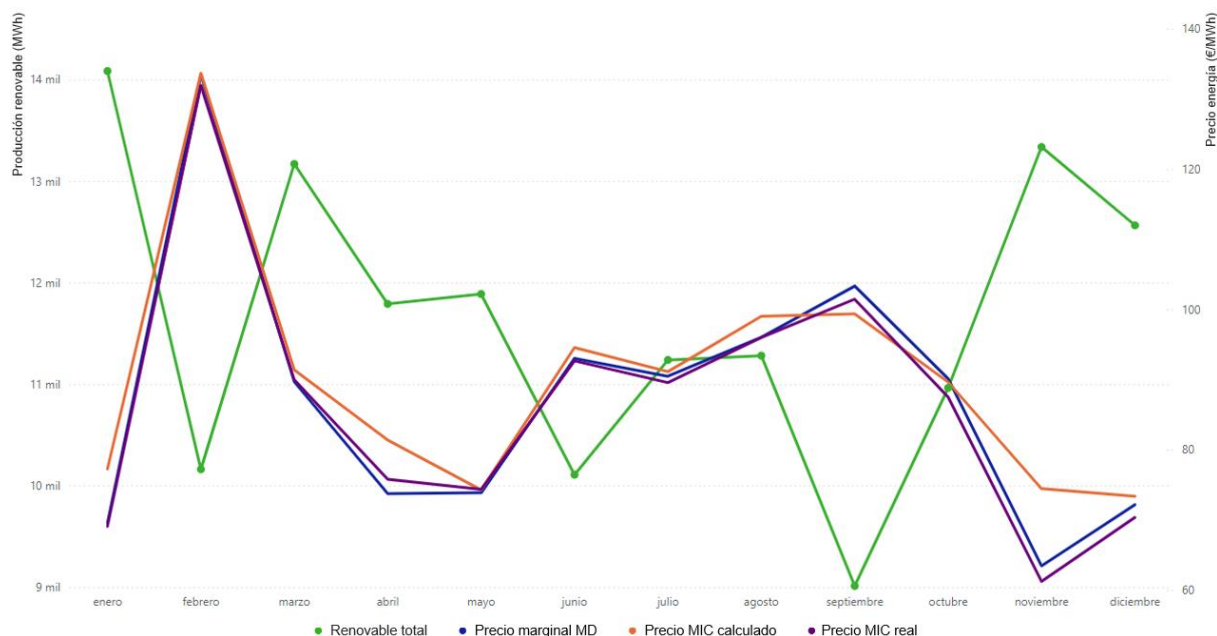


Figura 33. Producción total renovable frente a precio mercados. Fuente: Elaboración propia.

Aquí podemos observar una clara correlación inversamente proporcional en las pendientes de ambas curvas, es decir a mayor cantidad de renovables menor es el precio. Si bien el dato por sí mismo de cantidad de renovable no es suficiente para estimar un precio aproximado (véase que en Septiembre se da el mínimo aporte de renovables mientras que el mayor coste de electricidad se da en Febrero); sí que da buena muestra del gradiente de variación respecto al resultado anterior del mercado.

En la Figura 34 se muestra como ejemplo el detalle de esta comparativa para el mes de Febrero, donde en los días 5 y 26 el coste del mercado fue muy bajo coincidiendo con niveles altos de producción renovable. Ambos días coinciden en domingo, con una menor demanda del sistema. Es por ello que, pese a que el pico más alto de generación renovable se dio el 27, el precio no cayó tanto como el día anterior a tratarse de un día laborable. Esta situación pone de manifiesto la complejidad de previsión de los mercados puesto que, tal y como se ha desarrollado hasta este punto, depende de diferentes factores interrelacionados.



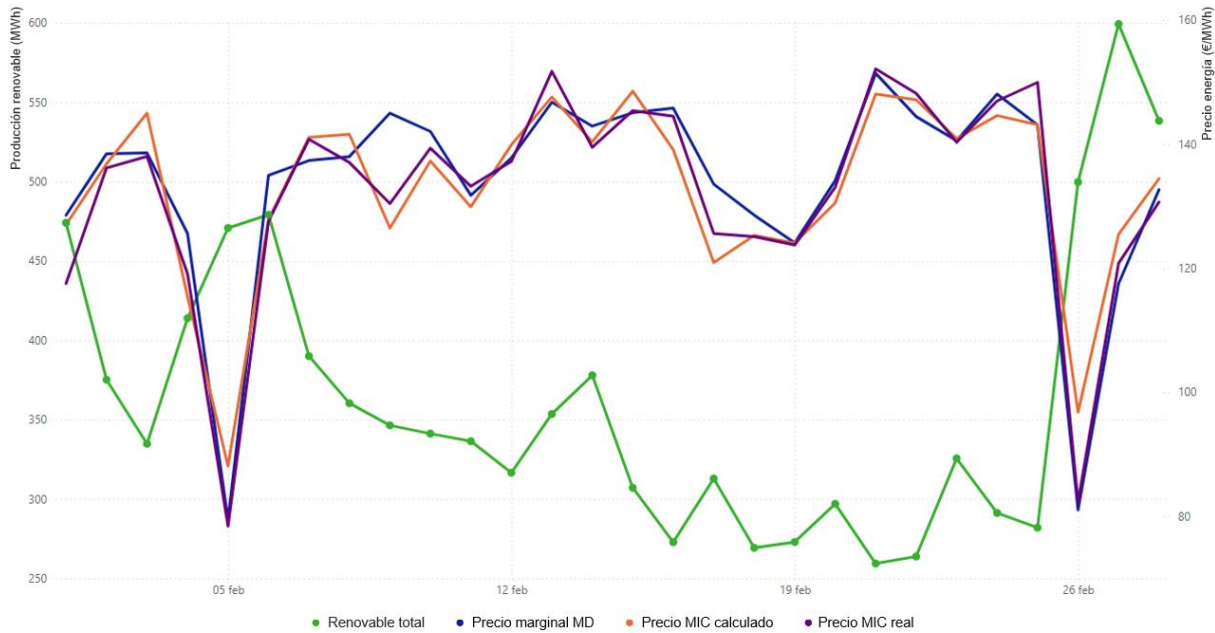


Figura 34. Producción total renovable vs precio mercados Feb/23. Fuente: Elaboración propia.

Para finalizar con este apartado, se va a contrastar adicionalmente la posible afección de otras fuentes no renovables en el precio. En la Figura 35 se muestra el índice de disponibilidad total para las siete centrales nucleares operativas en España a lo largo de 2023. Podemos ver que pese a tratarse de una tecnología base en el proceso de casación, hoy en día con la elevada presencia en el mix energético de fuentes renovables, la baja disponibilidad se ve compensada por el aporte de otras tecnologías.

Se puede concluir por tanto que en la actualidad, con ese número de centrales nucleares operativas, esta disponibilidad no tiene una afección determinante en los mercados dentro de unos valores esperables. La situación sin embargo sí podría cambiar y verse acentuada a partir de 2028 con el cierre de los dos reactores de Almaraz, que supondrá una retirada de unos 2 GW de potencia y por tanto una reducción del 28.57% de la potencia nuclear instalada.

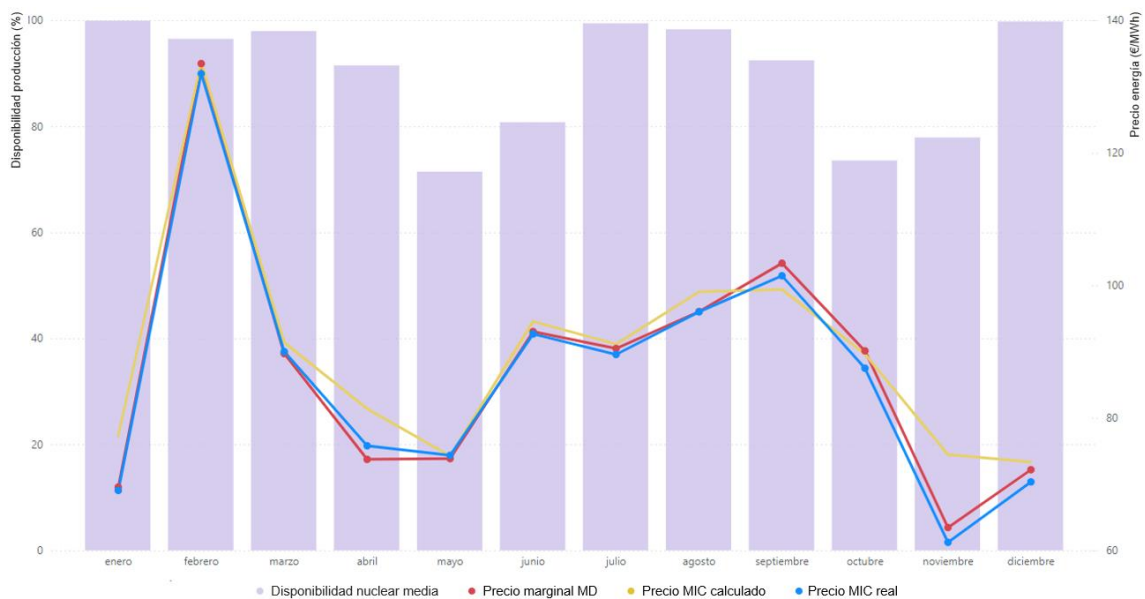


Figura 35. Disponibilidad nuclear y mercados. Fuente: Elaboración propia.

Por último, por el elevado coste del combustible utilizado, se representa en la Figura 36 la contraposición del aporte de las centrales de ciclo combinado y los precios de mercado.

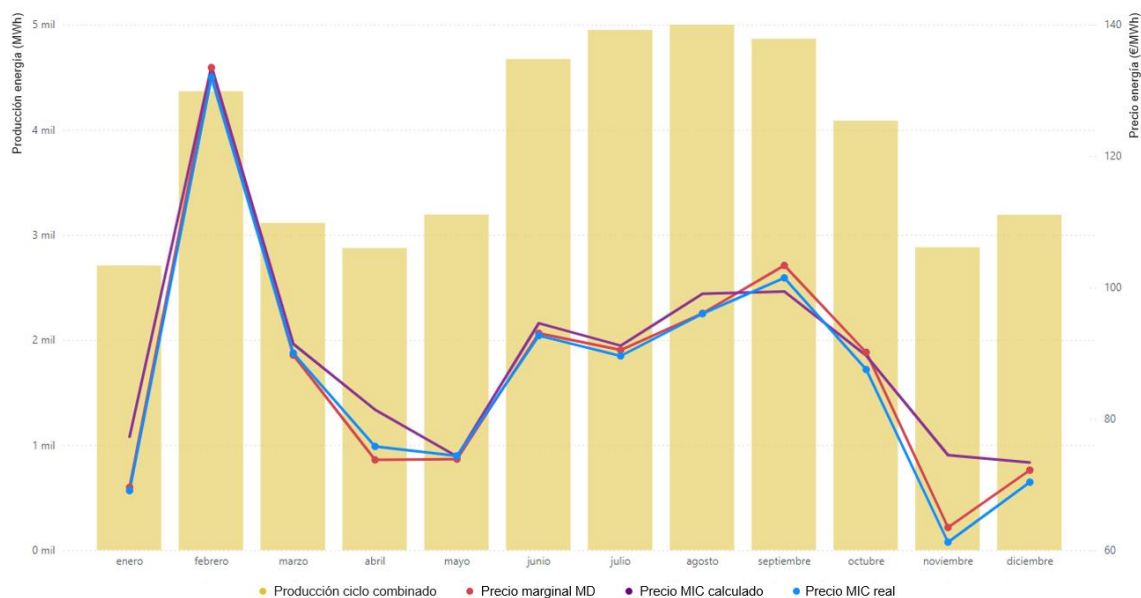


Figura 36. Producción c.combinado y mercados. Fuente: Elaboración propia.

Se observa una relación entre los meses de mayor producción de esta tecnología y los precios más elevados. No obstante, desde el punto de vista del presente estudio, el uso de la producción de esta tecnología no resulta tan interesante, ya que está estrictamente relacionada con otros factores tales como aumento de la demanda (ya que esta tecnología cubre los picos diarios), cuya tendencia si se puede estimar en base a otros indicadores y bases históricas y por ello lo hacen más apropiados como indicador previo a la hora de evaluar o predecir el comportamiento de los mercados. En otras palabras, tanto un elevado precio de los mercados, como una mayor producción de ciclos combinados resultan una consecuencia de factores comunes y por ello carece de sentido interrelacionarlos directamente.

### 3.4 Relación con las interconexiones fronterizas.

El mercado eléctrico español se opera de manera conjunta al portugués en el MIBEL. Pese a ello, físicamente existen conexiones y transacciones entre ambos países que afectan al precio del mercado; así como en las fronteras con Marruecos, Francia y Andorra; siendo este último caso despreciable a los efectos de este estudio.

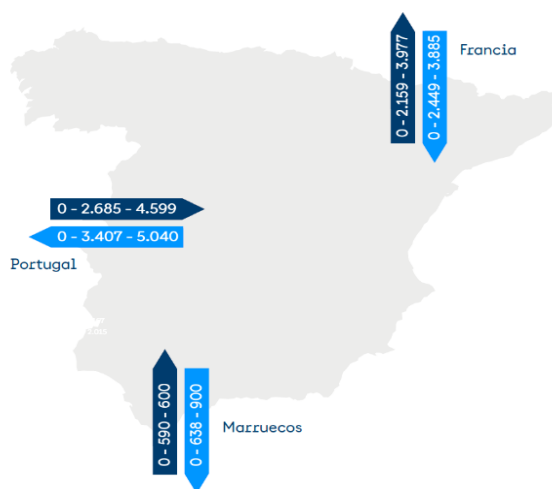


Figura 37. Capacidad mín., media y máx. interconexiones 2023. Fuente: REE.

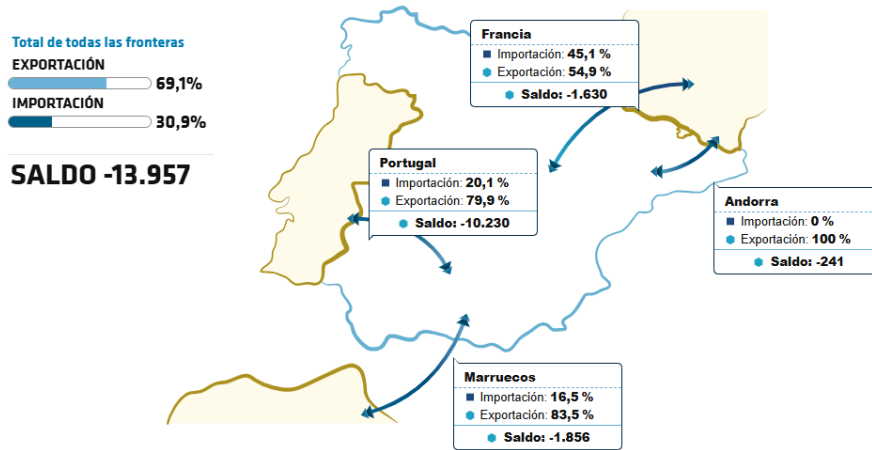


Figura 38. Balance interconexiones 2023. Fuente: REE.

Esta capacidad de transacción con los países vecinos permite, en la exportación, dar una mayor cabida a la integración de renovables al poder exportar los excedentes hacia estos países. Por otra parte, también permite a España importar energía en aquellos momentos en los que las tecnologías disponibles o la demanda den como resultado que esta compra es más optima que subir potencia en las propias centrales. En ambos casos la demanda propia de los países vecinos influye de manera considerable en el estado de la capacidad de estas interconexiones y por tanto en el propio resultado del mercado eléctrico español [20].

Para el objeto de este estudio, nos vamos a centrar en la capacidad disponible en estas interconexiones tras el cierre del mercado intradiario continuo. Lo primero que cabe destacar de las Figuras 39, 40 y 41 es que Portugal es la principal interconexión con el sistema eléctrico español, seguido de Francia; con un balance neto total exportador, pero igualmente bastante equilibrado con la energía importada.

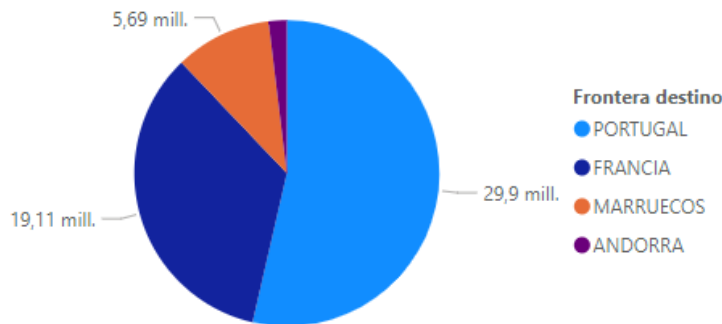


Figura 39. Desglose energía exportada 2023. Fuente: Elaboración propia.

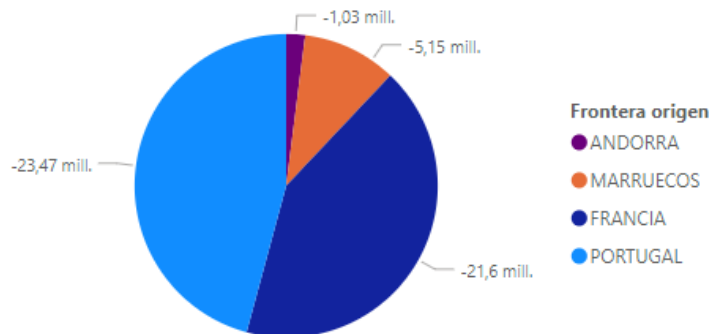


Figura 40. Desglose energía importada 2023. Fuente: Elaboración propia



A continuación, vamos a estudiar la afección que tiene la capacidad disponible en estas interconexiones con el precio del MIC. Sin marginar ninguna frontera, obtenemos un valor de correlación para el año 2023 de 0,37.

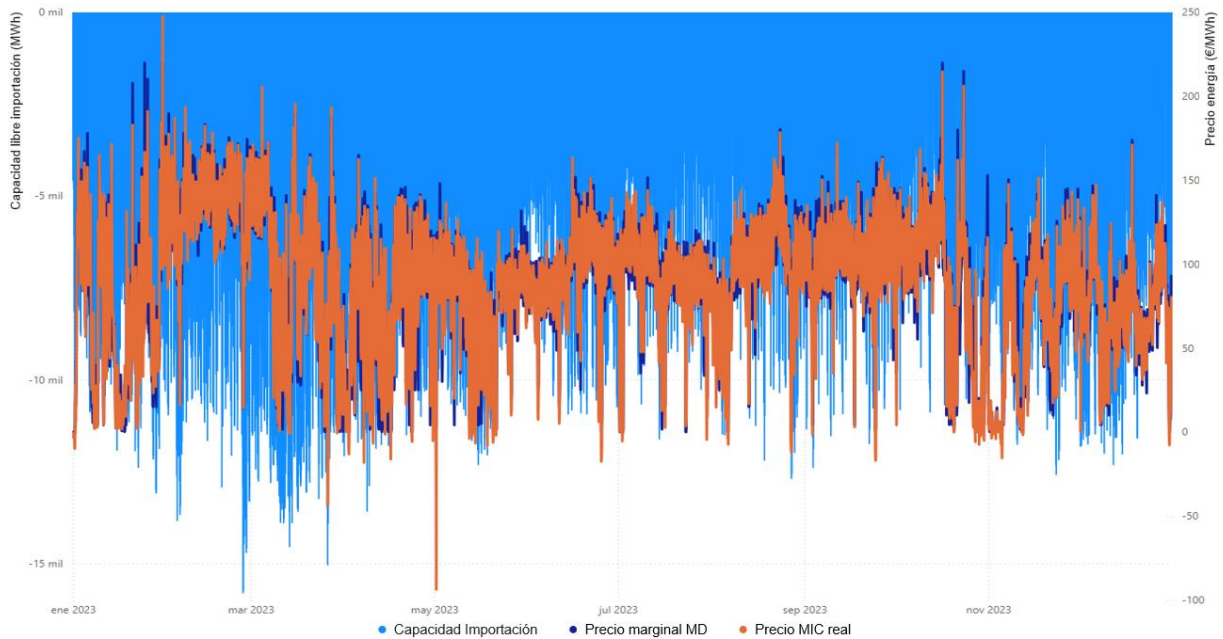


Figura 41. Capacidad libre importaciones y precios de mercado. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, si ampliamos el detalle a un mes completo, se puede observar como en los momentos de mayor disponibilidad el precio decrece; mientras que en los periodos de mayor congestión el precio se eleva. En la Figura 42, se muestra el detalle del mes de Febrero que fue el precio medio del MIC más elevado de 2023, donde este factor obtiene una correlación de 0,61, nada despreciable.

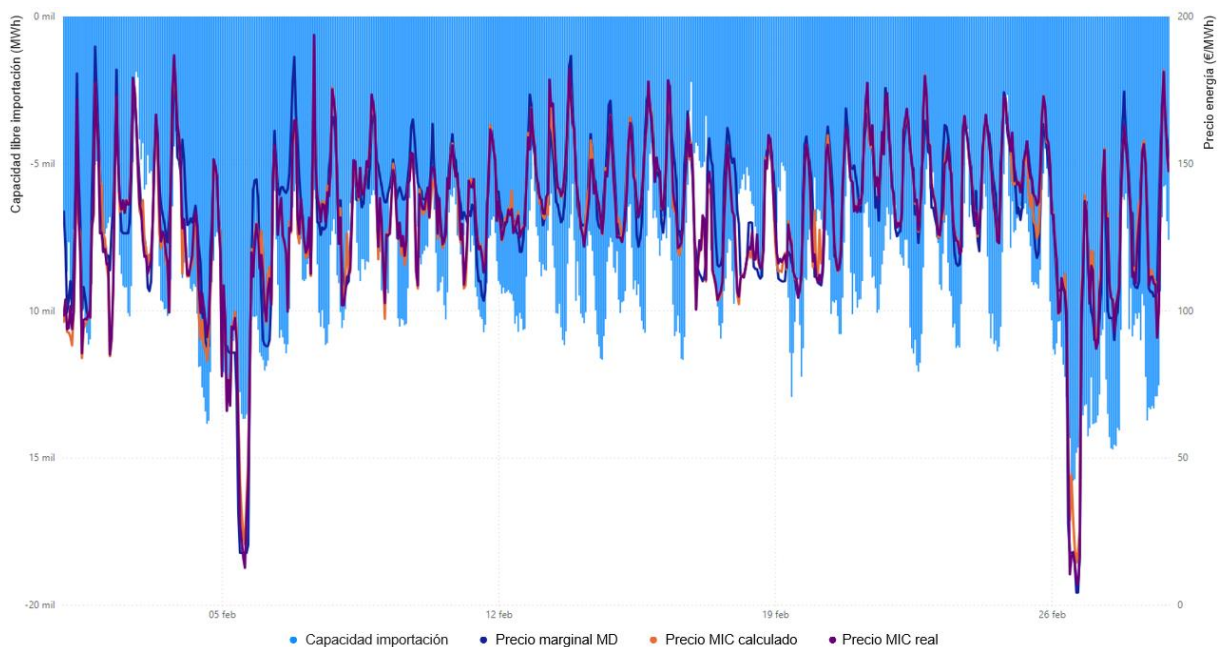


Figura 42. Detalle importaciones Febrero 2023. Fuente: Elaboración propia.

En el caso opuesto, si estudiamos en detalle Mayo (un mes con mayor presencia de renovables y un menor coste que el de Febrero) esta correlación asciende hasta el 0,88.

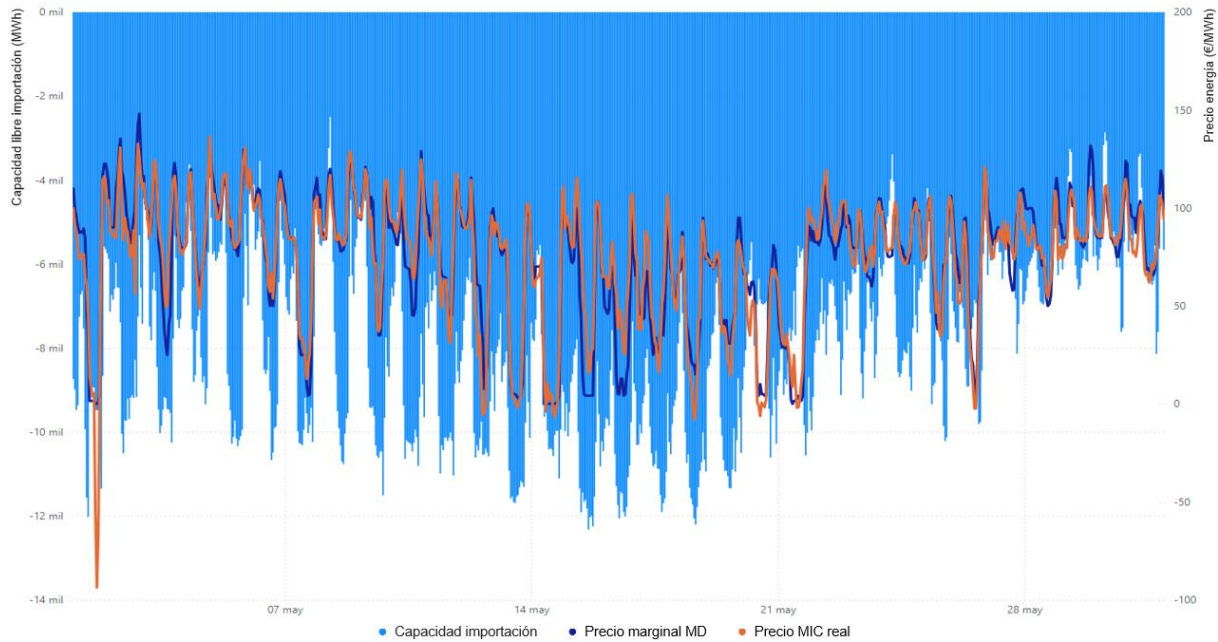


Figura 43. Detalle importaciones Mayo. Fuente: Elaboración propia.

Una vez comprobado que existe una cierta relación entre el precio y la capacidad disponible en el sentido de importación de energía, se comprueba también la relación de cada frontera individualmente, donde para la totalidad de 2023, la importación de Portugal resultó tener una mayor correlación con un 0,33, Francia algo menos de la mitad con un 0,15 y Marruecos un residual 0,06.

Esto tiene sentido en la medida que la interconexión entre las fronteras de España y Portugal se da de manera más distribuida en un mayor número de circuitos y conectando igualmente un ámbito geográfico mayor que los casos de Francia y Marruecos, que resultan más localizados. De esta manera, la capacidad disponible de la interconexión portuguesa es aprovechable en un área mayor y por tanto tiene sentido que su influencia en los precios sea igualmente mayor.

También cabe destacar que el mercado eléctrico francés suele ser de media más caro que el Ibérico y por tanto, el punto óptimo de operación del sistema siempre buscará ocupar con mayor prioridad las interconexiones portuguesas a las francesas en una buena cantidad de ocasiones.

### 3.5 Trading ofertas mercado intradiario continuo.

Una vez establecidas diferentes posibles relaciones entre el comportamiento del precio medio ponderado del MIC y diferentes variables exógenas, cabe analizar el propio comportamiento y funcionamiento del MIC y de los agentes que lo conforman.

Para ello en primer lugar, se profundiza en la cantidad de energía casada en el MIC en cada hora en función del precio medio ponderado. Contrariamente a lo que cabría esperar, un bajo importe del precio no se corresponde siempre con una elevada cantidad de energía casada siguiendo el habitual patrón de oferta-demanda. De hecho la correlación entre estos factores resulta de tan solo un 0,10 lo que muestra que, la motivación y los algoritmos de oferta y compra de energía de los agentes intervinientes no se basan exclusivamente en la tendencia de las subastas anteriores y más bien parece seguir teniendo principalmente, al menos de momento, un carácter operativo de flexibilidad para ajustar excedentes y déficits de energía, sobre todo en aquellos generadores de origen renovable cuya variabilidad y disponibilidad de recurso renovable es cambiante.

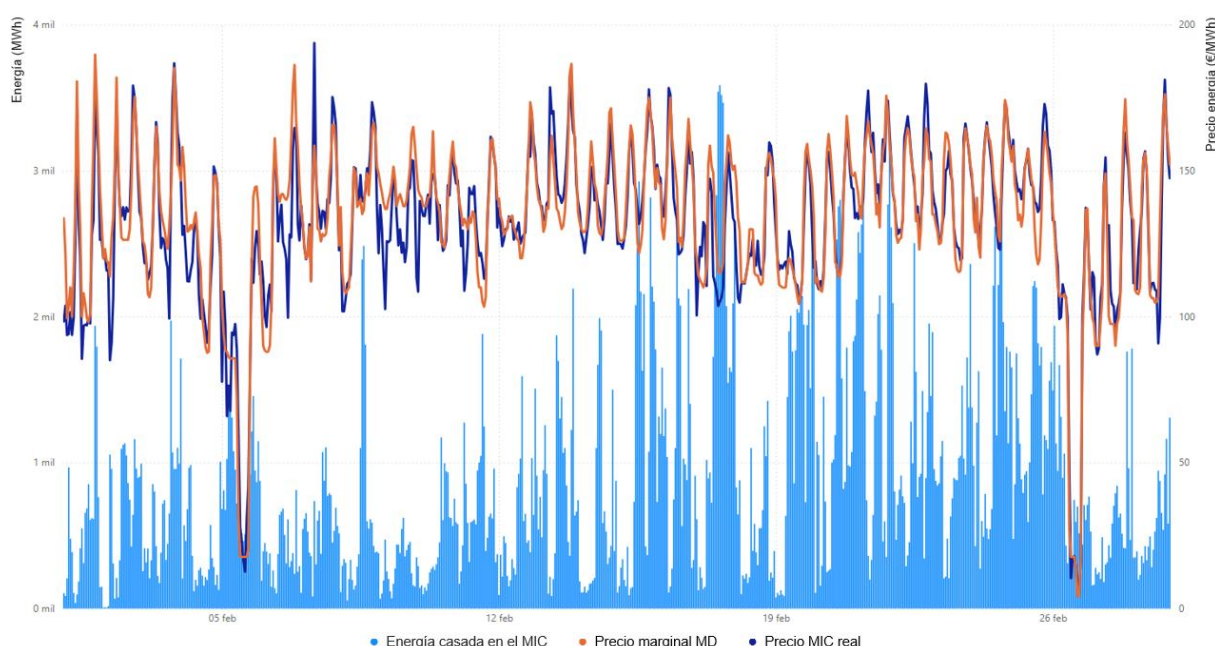


Figura 44. Detalle energía casada MIC y precios. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 44 se muestra el detalle de este análisis para el mes de Febrero, donde la correlación es incluso inferior a la anual resultando de 0,09. El patrón de energía casada suele tener un par de picos a lo largo de cada día, uno situado alrededor del mediodía entre las 11 y las 14 h (probablemente debido a un mayor excedente de energía renovable en las horas de pico solar), mientras que el segundo máximo de transacciones se suele alcanzar en la rampa de subida de la tarde en torno a las 19-21 h (probablemente ligado a un último ajuste de los agentes para servir la energía demandada en el punto con mayor pendiente de rampa de subida de potencia del día).

Cabría también preguntarse si esta estrategia de casación de energía pudiera venir determinada por los resultados y tendencias en las horas previas de otros mercados. Es por ello por lo que se analiza la correlación también con los resultados del precio marginal del MD, resultando incluso menor que la obtenida previamente para el MIC, con un valor de 0,07.

Otro análisis que se puede realizar, dado que el MIC se trata de un mercado transfronterizo, es la procedencia y origen de los agentes que resultaron casados en las transacciones. Para ello encontramos que, de los 9 TWh de volumen negociado en 2023 en el MIC, 3.57 TWh se ejecutaron a nivel interno en el MIBEL (PT-ES), otros 3.58 TWh fueron exportados fuera del MIBEL y por último 1.94 TWh fueron importados a MIBEL. Es decir, un 40% del volumen del MIC tiene una finalidad interna para un mejor ajuste y flexibilidad de los agentes; otro 40% tiene un carácter exportador de excedentes hacia Europa y Marruecos y solo un 20% se importa para cubrir picos de demanda.

Una interesante relación que estudiar es la existente entre la cantidad de energía ofertada por los agentes y la energía finalmente casada para el mismo periodo horario. En la Figura 45 se muestra un ejemplo en detalle para el mes de Febrero-23, donde la línea continua naranja muestra la suma de todas las ofertas de cada día, en una escala comprendida entre los 0,2-0,9 TWh; mientras que graficado en columnas de color azul encontramos la energía finalmente casada en una escala comprendida entre los 0-40 GWh.

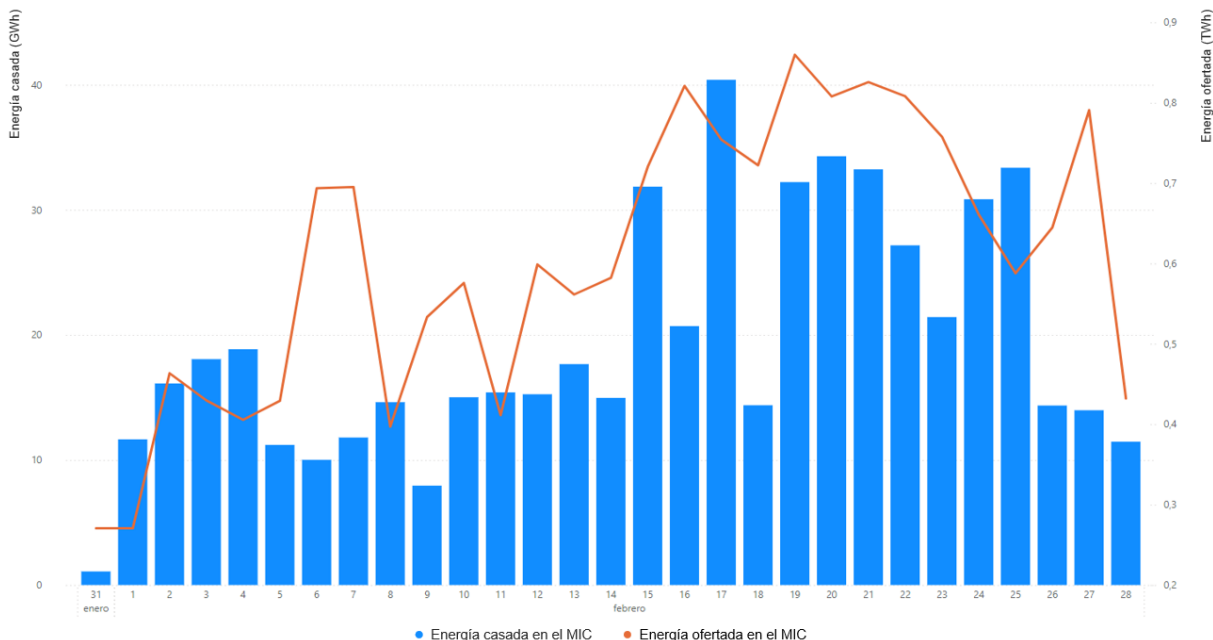


Figura 45. Detalle energía casada y energía ofertada MIC. Fuente: Elaboración propia.

La primera conclusión al comparar ambas escalas es que el número de ofertas es de un orden de magnitud veinte veces superior a la energía finalmente casada. Esto no significa que el diferencial entre energía casada y ofertada se traduzca en energía no servida, ya que los archivos de trading proporcionados por OMIE muestran cómo los agentes van actualizando el precio metódicamente a ciertas horas antes del cierre del tramo negociado; por lo cual no toda la energía contabilizada en este registro tiene un carácter físico real.

Al calcular la correlación entre ambos factores obtenemos que, para la totalidad del año 2023, la dependencia resultó del 0,15. Tal y como se adelantaba en el párrafo anterior, esa independencia con el carácter físico de las transacciones y una mayor relación por el contrario a un elevado número de ajustes a lo largo del día, hacen que el volumen de ofertas, al menos en bruto, no parece condicionar el resultado final del MIC.

### 3.6 Trading agentes mercado intradiario continuo.

Otro factor clave para comprender mejor el funcionamiento del MIC es conocer quiénes son los agentes que acuden más a este mercado y cómo se comportan a lo largo del año. Analizando los 10 agentes con mayor peso en las transacciones de compra o venta de energía en el MIC, encontramos agentes cuya participación se ajusta a lo esperado según su volumen de negocio, como por ejemplo es el caso de Endesa, Iberdrola, Axpo Iberia, Gesternova, Gas Natural y EDP; tal y como se puede mostrar en los gráficos de las Figuras 46 y 47.

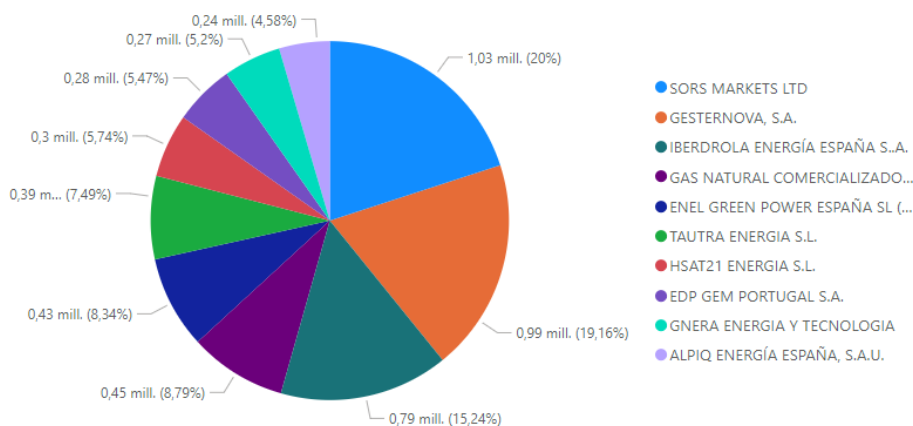


Figura 46. Top 10 agentes que más energía venden en el MIC. Fuente: Elaboración propia.

Mientras que por otra parte llama la atención el elevado peso de la compañía inglesa Sors Markets; y el papel de pequeños agentes como ALPIQ que ocupa el puesto nº21 del ranking sectorial de comercio de energía eléctrica, GNERA que contabiliza en un sector diferente debido a su CNAE pero que ocuparía el puesto nº 18 en dicho ranking, HSAT21 que ocupa el nº 95; o TAUTRA que no aparecen en los rankings al no encontrarse entre las 500.000 principales empresas españolas.

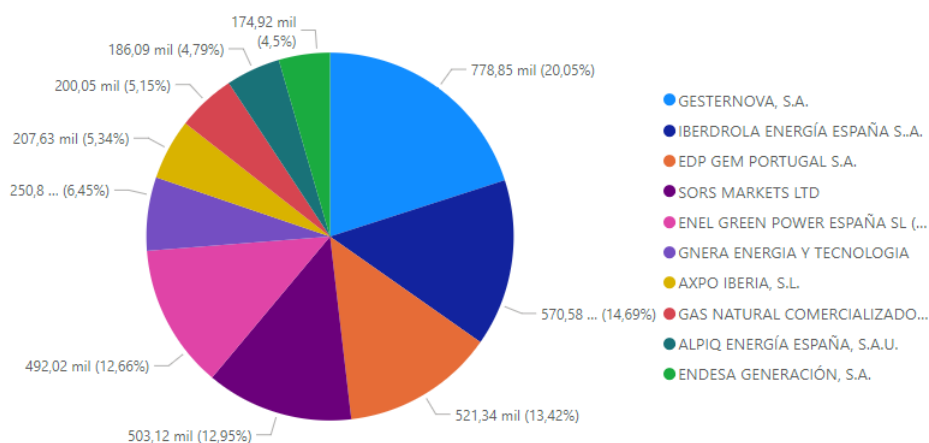


Figura 47. Top 10 agentes que más energía compran en el MIC. Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, se puede observar que las estrategias de ofertas seguidas por los diferentes agentes tienen un mayor o menor rendimiento obtenido según se muestra en la Figura 48. Los dos principales agentes que monopolizan con un 70% de envío de ofertas son Endesa y Sors Markets, con un peso prácticamente similar. Sin embargo, parece que el algoritmo empleado por los británicos está más optimizado dado que se tradujo en el Top 1 en venta de energía y Top 4 en compra, frente a la 5ª posición obtenida tanto en venta como en compra por parte de Endesa.

Igualmente es destacable de nuevo la buena práctica de dos pequeños agentes, HSAT21 y TAUTRA, que con una cuota de envío de ofertas bastante pequeña del 2.83% y 0.98% respectivamente; obtuvieron la 6ª y 5ª posición en volumen de energía vendida. Estos datos invitan a pensar; sobre todo teniendo en cuenta el pequeño volumen de negocio de estos agentes, que existe también un buen nicho económico en el MIC en ciertas circunstancias concretas, que mediante el empleo de un eficiente algoritmo permite afinar bastante el momento y precio de la oferta con los resultados obtenidos; lo que refuerza la finalidad del presente estudio.



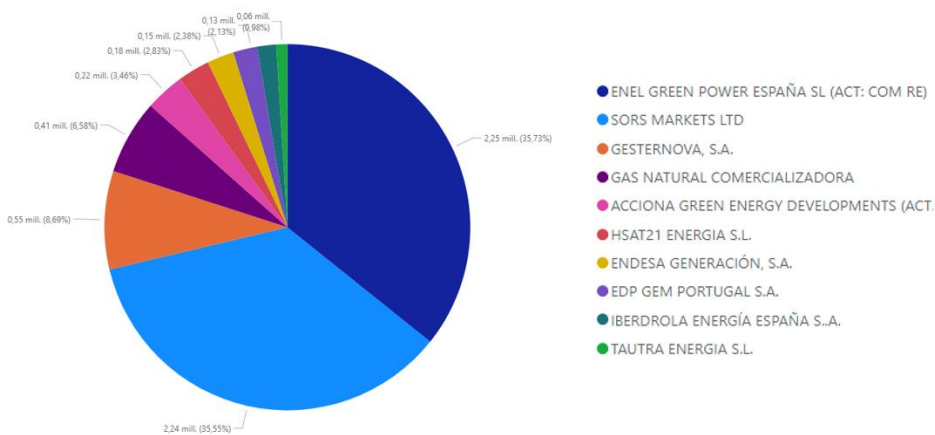


Figura 48. Top 10 agentes que más energía ofertan en el MIC. Fuente: Elaboración propia.

Por último, es importante analizar de dónde procede físicamente la energía que resulta casada en el MIC para comprender el rol de este mercado. Según muestra el gráfico de la Figura 49, tal y como se venía argumentando previamente, el MIC se traduce en un mercado de ajuste y flexibilidad para los agentes que se puede ver reflejado en el mayoritario peso del 36.24% que tiene como origen Comercializador, que unido al 4.1% de “Compras Comercializador” elevan el total hasta el 40.34% del volumen total negociado.

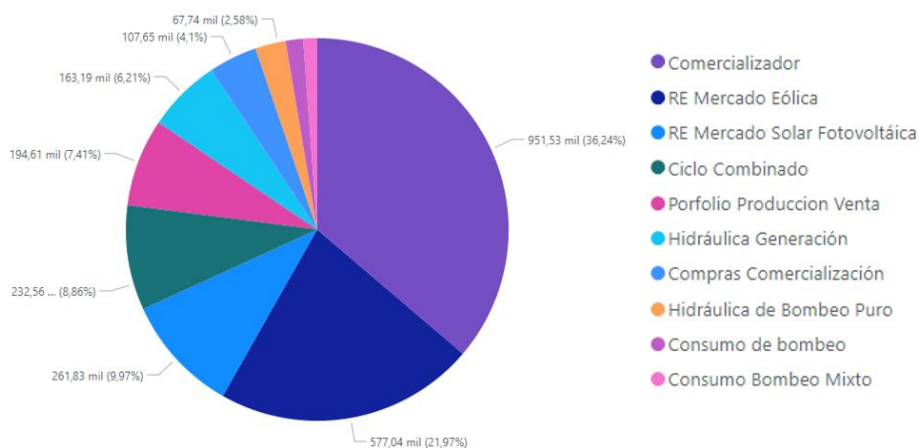


Figura 49. Top 10 origen energía casada en el MIC. Fuente: Elaboración propia.

La siguiente conclusión es que este mercado resulta de vital importancia para el sector eólico, cuya cuota de participación asciende a la segunda posición con un 21.97%. Tiene sentido que, dentro de la variabilidad e incapacidad de almacenamiento de la energía primaria renovable, la tecnología eólica encabece esta lista al tratarse de la más variable e impredecible de todas ellas.

Este aspecto ya se anticipó hace casi 15 años en el artículo [21] en el cual sus autores expusieron la necesidad de mejorar la liquidez de los mercados intradiarios para dar una mayor cabida e integración a esta tecnología.

Por último, cabe destacar el tercer lugar ocupado por la energía Fotovoltaica y el cuarto lugar por el ciclo combinado que, al ser la energía no renovable con mayor gradiente de respuesta, también ocupa por tanto como es lógico un buen peso en un mercado de ajuste en un horizonte de corto plazo.

# 4 ANÁLISIS CORRELACIÓN MERCADO INTRADIARIO CONTINUO

Una vez tratados y presentados los datos generales del mercado intradiario continuo, en el presente apartado se pretende realizar un mayor análisis de la correlación existente entre la evolución de los precios de este mercado y las diferentes variables introducidas anteriormente.

## 4.1 Importación y tratamiento de datos con Python.

La herramienta de Power Query y Power Bi resultaron de gran utilidad en el apartado anterior a la hora de realizar un tratamiento de los datos de partidas rápido y visual. Sin embargo, para realizar un análisis más pormenorizado, así como un re-escalado de ciertos datos, el lenguaje de programación de Python ofrece un entorno y herramientas más favorables para tal fin.

Tras probar varias metodologías para conectar la base de datos creada en el archivo de Power Bi, finalmente la técnica más sencilla y efectiva resultó ser la exportación en formato .csv de las gráficas generadas y representadas en el apartado 2.



Figura 50. Ejemplo exportación datos gráfico Power BI. Fuente: Elaboración propia.

Una vez exportados los datos en formato .csv, en la mayoría de los casos fue suficiente realizar la importación con los métodos “`read_csv`” de la biblioteca de Pandas, seguido de un posterior tratamiento de las columnas generadas en los correspondientes Dataframe, bien para renombrar las cabeceras o bien para añadir alguna columna de cálculo.

Sin embargo, la exportación de algunas gráficas daban problemas al mezclar el símbolo decimal con punto “.” y con coma “,”. En este caso, al ser unos .csv delimitados por comas, la librería de Python no interpretaba adecuadamente dichos datos y pese a probar diferentes técnicas, finalmente fue necesario un tratamiento previo del fichero.

Dicho tratamiento consistió en cargar previamente el .csv en un archivo excel mediante Power Query donde

tratando las columnas problemáticas como tipo “Texto”, esta herramienta si permite reemplazar con éxito los “;” decimales por “.” Antes de ordenarlos y generar la tabla resultante en el excel.

Una vez ejecutado este paso previo, si fue posible leer y cargar estos datos en sus Dataframes correspondientes mediante el método “.read\_excel” también de Pandas.

```
# CARGA DE DATOS:
# =====
import pandas as pd
import datetime as dt

df_precios = pd.read_excel("Demanda_Precios.xlsx")
df_temp = pd.read_excel("Demanda_Temperatura.xlsx")
df_of_Tautra = pd.read_excel("Diferencial_ofertas.xlsx", sheet_name='Tautra')
df_of_HSAT21 = pd.read_excel("Diferencial_ofertas.xlsx", sheet_name='HSAT21')
df_estruc = pd.read_csv("Estructura_generación.csv")
df_conex = pd.read_csv("Interconexiones.csv")
df_conex.drop(0, axis=0, inplace=True)
df_conex.fillna(0, inplace = True)
df_renov = pd.read_csv("Porc_Renovables.csv")
df_ene_cas = pd.read_excel("Energía_casada.xlsx")

# RENOMBRADO CABECERAS DATAFRAMES:
# =====
df_precios.columns= ['Fecha', 'Precio diario', 'Precio continuo', 'Demanda']
df_estruc.columns= ['Fecha', 'Carbón', 'Ciclo
combinado', 'Cogeneración', 'Eólica', 'Fuel_Gas', 'Hidráulica', 'Hidroeólica', 'Motores
diésel', 'Nuclear', 'Otras renovables', 'Residuos no renovables', 'Residuos
renovables', 'Solar fotovoltaica', 'Solar térmica', 'Turbina de gas', 'Turbina de
vapor', 'Turbinación bombeo']
df_conex.columns= ['Fecha', 'Capacidad libre de importación', 'Capacidad libre de
exportación', 'Energía Casada Exportada', 'Energía casada importada']
df_renov.columns= ['Fecha', 'Energía Renovable', 'Energía No Renovable']
```

A continuación, para ejecutar correctamente el análisis de correlación del precio del mercado continuo intradiario con las diferentes variables; así como entre algunas de ellas, ha sido necesario realizar un re-escalado de la temporalidad de los mismos. Esta discrepancia nace de la existencia de datos con base horaria y por tanto con un total de 8760 filas mientras que otros solo se pudieron obtener con una resolución diaria y por tanto su tamaño es de 365 filas.

El proceso requiere usar el método “to\_datetime” de la librería pandas con la columna de fecha que vamos a usar como índice. Seguidamente se procede a declarar dicha columna como índice del dataframe para posteriormente realizar el re-escalado con una frecuencia diaria “D”. Este re-escalado toma como único valor diario la media de los valores de las 24 horas comprendidas en dicho día.

Estos nuevos valores se guardan en un nuevo dataframe renombrado con la extensión final “\_diario” con motivo de guardar la resolución horaria del dataframe original.

Por último, para que ambos dataframes puedan ser correlacionado con distintas variables, es necesario reiniciar su índice, volviendo a generar la columna de fecha.



```

# CAMBIO FRECUENCIA SERIE DE DATOS DE HORARIO A DIARIO:
# =====

df_precios['Fecha']=pd.to_datetime(df_precios['Fecha'])
df_precios=df_precios.set_index('Fecha')
df_precios_diario=df_precios.resample('D').mean()
df_precios=df_precios.reset_index()
df_precios_diario=df_precios_diario.reset_index()

df_of_Tautra['Fecha y hora']=pd.to_datetime(df_of_Tautra['Fecha y hora'])
df_of_Tautra=df_of_Tautra.set_index('Fecha y hora')
df_of_Tautra_diario=df_of_Tautra.resample('D').mean()
df_of_Tautra=df_of_Tautra.reset_index()
df_of_Tautra_diario=df_of_Tautra_diario.reset_index()

df_of_HSAT21['Fecha y hora']=pd.to_datetime(df_of_HSAT21['Fecha y hora'])
df_of_HSAT21=df_of_HSAT21.set_index('Fecha y hora')
df_of_HSAT21_diario=df_of_HSAT21.resample('D').mean()
df_of_HSAT21=df_of_HSAT21.reset_index()
df_of_HSAT21_diario=df_of_HSAT21_diario.reset_index()

# DISCRIMINACIÓN DATOS TEMPERATURA POR MESES FRIOS/CÁLIDOS:
# =====
Meses_frio= df_temp.iloc[[0,1,2,3,8,9,10,11], [0,1]]
Meses_calor= df_temp.iloc[4:8, [0,1]]

```

A continuación, se procede también a completar los datos del estudio en Python con orígenes de precios y la cantidad de emisiones de CO2.

Entre comentarios #, se muestran también las líneas de código utilizadas para descargar y procesar los datos de emisiones por medio de la API de Red Eléctrica. Ha sido necesario utilizar el tratamiento intermedio del archivo .json generado mediante el Power Query nativo de Power BI y posteriormente la generación del gráfico correspondiente y su exportación a .csv”, debido a que la lectura directa del .json desde el entorno de python no interpretaba adecuadamente el diccionario importado y los diversos intentos de solucionar los inconvenientes desde el mismo código no fueron fructíferos.

```

# CARGA DE DATOS DE PRECIO Y CANTIDAD RELATIVA DE EMISIONES EN 2023:
# =====

df_costeCO2 = pd.read_excel("PreciosCO2.xlsx")
df_costeCO2['Fecha']=pd.to_datetime(df_costeCO2['Fecha'])
df_costeCO2=df_costeCO2.set_index('Fecha')
df_costeCO2_365=df_costeCO2.asfreq(freq='D')
df_costeCO2_365=df_costeCO2_365.ffill()
df_costeCO2_365=df_costeCO2_365.reset_index()
df_costeCO2=df_costeCO2.reset_index()
df_costeCO2_365.head(10)
df_emisionesCO2=pd.read_csv("Emisiones.csv")
df_emisionesCO2.columns= ['Emisiones_MWh', 'Fecha']

```

## 4.2 Correlación de datos con Python.

En este punto ya estamos en disposición de realizar el cálculo de las correlaciones entre las diferentes variables deseadas. Para ellos, mediante el uso del método “.corr” se han ido correlacionando las siguientes variables.

La metodología usada para esta correlación ha sido la de Pearson [22], que se calcula como:

$$\rho_{XY} = \frac{Cov(X, Y)}{\sqrt{Var(X) \cdot Var(Y)}}$$

donde,

- X,Y son el conjunto de datos de las variables objeto del estudio.
- $\rho_{xy}$  es el resultado del cálculo del coef. Pearson.
- Cov(X,Y) es el valor de la covarianza de las variables X e Y.
- Var(X), Var(Y) son los valores de las varianzas individuales de las variables X e Y.

El valor obtenido en este cálculo está comprendido en el rango [+1 , -1], donde el criterio de signos positivos muestra una relación directa y un signo negativo muestra una relación inversamente proporcional. Según este valor podremos llegar a la conclusión de que la relación entre las dos variables estudiadas es:

Valores de r	Tipo y grado de correlación
-1	Negativa perfecta
$-1 < r \leq -0.8$	Negativa fuerte
$-0.8 < r < -0.5$	Negativa moderada
$-0.5 \leq r < 0$	Negativa débil
0	No existe
$0 < r \leq 0.5$	Positiva débil
$0.5 < r < 0.8$	Positiva moderada
$0.8 \leq r < 1$	Positiva fuerte
1	Positiva perfecta

Figura 51. Grado asociación Pearson. Fuente: [22].

### 4.2.1 Correlación precio mercado continuo VS demanda VS importaciones.

```
print('Correlación precios mercado diario- continuo: ', df_precios['Precio
diario'].corr(df_precios['Precio continuo'], method='pearson'))
print('Correlación demanda- precio continuo: ',
df_precios['Demanda'].corr(df_precios['Precio continuo'], method='pearson'))
print('Correlación importaciones- precio continuo: ', df_conex['Capacidad libre de
importación'].corr(df_precios['Precio continuo'], method='pearson'))
```

Correlación precios mercado diario- continuo: 0.9580234648776426  
 Correlación demanda- precio continuo: 0.32867628681948446  
 Correlación importaciones- precio continuo: 0.35624901876558646

En este apartado, ratificamos los datos obtenidos en el apartado 2 mediante la herramienta nativa de correlación de Power BI. Destacar de nuevo la fuerte relación existente entre el MIC y el mercado diario.

De cara a un posible ejercicio de predicción del comportamiento del MIC, queda justificado que la base principal debe partir de los resultados obtenidos en las diferentes subastas horarias del mercado diario, que además se obtiene de manera anticipada con once horas de anticipación respecto al cierre de la primera subasta del MIC del día en curso.

En cuanto al estudio de las otras variables, pese a tener un fuerte fundamento sobre el resultado de los precios de energía, a la hora de estudiar de manera completa los resultados de un año no se puede concluir que exista una fuerte relación. Esto no descarta que puedan ser utilizadas igualmente como variables a tener en cuenta en una posible predicción quizá limitando su rango solo a unas horas del día como por ejemplo los picos o valle de demanda, descartando su uso en otros tramos horarios. Sin embargo, el alcance de dicho análisis pormenorizado queda muy por encima del objeto del presente estudio y por tanto se expondrá debidamente dentro del apartado de futuras líneas de trabajo.

#### 4.2.2 Correlación demanda VS temperatura.

```
print('Correlación demanda- temperatura media: ',
df_temp['Demanda'].corr(df_temp['Temp_media'], method='pearson'))
print('Correlación demanda- temperatura Meses frios: ',
Meses_frio['Demanda'].corr(Meses_frio['Temp_media'], method='pearson'))
print('Correlación demanda- temperatura Meses cálidos: ',
Meses_calor['Demanda'].corr(Meses_calor['Temp_media'], method='pearson'))
```

##### General:

Correlación demanda- temperatura media: -0.18511414750008753

##### Detalle meses fríos/cálidos:

Correlación demanda- temperatura Meses fríos: -0.7933234875338913

Correlación demanda- temperatura Meses cálidos: 0.948509008479434

En línea con lo indicado en el subapartado anterior, al descartar como variable de entrada la demanda, estos valores obtenidos carecen de utilidad final en el presente TFM. Sin embargo, se deja patente la fuerte relación de la demanda con el uso previsto de la energía en los diferentes meses del año, que pueden servir como base para una posible estimación de la demanda a partir de la temperatura media nacional.

#### 4.2.3 Precio mercado continuo VS demanda VS estructura de generación.

Para la ejecución de este análisis se ha utilizado un código algo más elaborado con la finalidad de representar una matriz gráfica de correlación. Para ello en primer lugar se ha completado el dataframe “df\_estruc” con un par de columnas adicionales y posteriormente se ha creado la matriz de correlaciones “corr\_matrix”.

Para finalizar mediante el uso de las librerías matplotlib y seaborn, se consigue representar con un mapa de calor las diferentes correlaciones obtenidas entre las variables estudiadas.

```
df_estruc['Precio continuo']=df_precios_diario['Precio continuo']
df_estruc['Demanda']=df_precios_diario['Demanda']
df_estruc['Fecha']=pd.to_datetime(df_estruc['Fecha'])
df_estruc=df_estruc.set_index('Fecha')
corr_matrix=df_estruc.corr(method='pearson');

import matplotlib.pyplot as plt
from matplotlib import style
import seaborn as sns

fig, ax = plt.subplots(nrows=1, ncols=1, figsize=(10, 10))

sns.heatmap(
    corr_matrix,
```

```

annot      = True,
cbar       = False,
annot_kws  = {"size": 8},
vmin       = -1,
vmax       = 1,
center     = 0,
cmap       = sns.diverging_palette(20, 220, n=200),
square     = True,
ax         = ax
)
ax.set_xticklabels(
    ax.get_xticklabels(),
    rotation = 45,
    horizontalalignment = 'right',
)

ax.tick_params(labelsize = 10)

plt.savefig('Correlaciones 2023.png',bbox_inches='tight')

```

Mediante el método “.savefig”, se exporta a png la siguiente figura obtenida para la matriz de correlaciones:

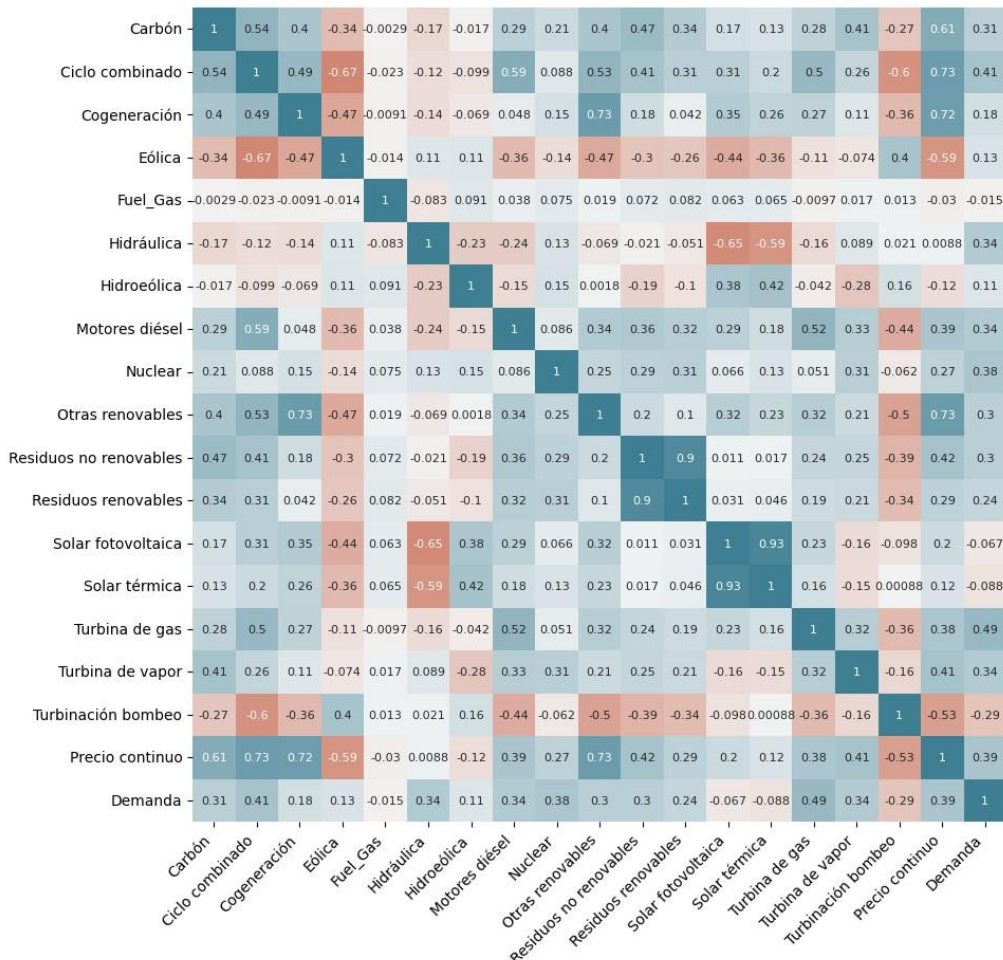


Figura 52. Mapa de calor matriz de correlaciones MIC 2023. Fuente: Elaboración propia.

Como conclusión de este apartado, vemos que las tecnologías basadas en combustibles fósiles tienen una fuerte correlación ( $>0.70$ ) con el precio final del mercado continuo, solo seguido por una correlación inversa de la tecnología eólica con  $-0.59$ .

Se compara la correlación entre la Demanda y las diferentes tecnologías para verificar si conocida una previsión de demanda, seríamos capaces de prever un mix de producción. Sin embargo, la correlación es débil con valores medios entre  $0.3-0.4$  y por ello de cara al estudio de una predicción del precio, se descarta a priori la entrada de la Demanda, centrándonos en:

- Resultado del mercado diario.
- Previsión de generación eólica.
- Generación mediante combustibles fósiles ó Emisiones de CO2

#### 4.2.4 Diferencial precio mercado diario – mercado continuo VS varios.

Dada la fuerte relación tal y como se ha mostrado en el apartado 3.2.1; existente entre el mercado continuo y el diario, en este apartado se procede a evaluar la viabilidad de estimar el precio del MIC a raíz del precio del MD. Para ello, se ha calculado la diferencia existente entre ambos precios, es decir, en qué cuantía finalmente varió cada día el mercado continuo respecto al precio base del diario.

Lo que se pretende es estudiar si esta variabilidad fue debida en consecuencia de alguna variable concreta para que, en caso afirmativo, ya tendríamos una metodología de estimación donde partiendo del precio obtenido para la subasta de un tramo horario del diario, añadirle o restarle un diferencial estimado a raíz del valor de aquellas otras variables identificadas con una alta asociación.

```
# CORRELACIÓN DIFERENCIAL PRECIOS Y EMISIONES:
# =====
df_estruc=df_estruc.reset_index()
print('Correlación Diferencial precios- Emisiones: ',
df_of_Tautra_diario['Diferencial_precios'].corr(df_emisionesCO2['Emisiones_MWh'],
method='pearson'))
print('Correlación Diferencial precios- precio_CO2: ',
df_of_Tautra_diario['Diferencial_precios'].corr(df_costeCO2_365['EUA'],
method='pearson'))
print('Correlación ofertas enviadas Tautra- Gen. Eólica: ',
df_of_Tautra_diario['Diferencial_precios'].corr(df_estruc['Eólica'],
method='pearson'))
```

```
Correlación Diferencial precios- Emisiones:      0.07875570705342712
Correlación Diferencial precios- precio_CO2:     -0.09518355519552157
Correlación Diferencial precios- Eólica:         -0.09781474022172369
```

Sin embargo, como se puede ver, la diferencia entre ambos mercados tiene una relación muy débil si la intentamos correlacionar con las emisiones o con la generación de eólica de manera global para el conjunto de datos del 2023.

```
print('Correlación Precio continuo- precio_CO2: ', df_precios_diario['Precio
continuo'].corr(df_costeCO2_365['EUA'], method='pearson'))
print('Correlación Emisiones- precio_CO2: ',
df_costeCO2_365['EUA'].corr(df_emisionesCO2['Emisiones_MWh'], method='pearson'))
```

Analizando el aspecto económico, la evolución del mercado de derechos de emisión tampoco parece arrojar mayor claridad.

Correlación Precio continuo- precio\_CO2: 0.32008055176207323

Correlación Emisiones- precio\_CO2: 0.17019459179277724

```
print('Correlación Ciclo combinado- precio_CO2: ', df_estruc['Ciclo
combinado'].corr(df_costeCO2_365['EUA'], method='pearson'))
print('Correlación Ciclo combinado- Emisiones: ', df_estruc['Ciclo
combinado'].corr(df_emisionesCO2['Emisiones_MWh'], method='pearson'))
print('Correlación Precio continuo- Emisiones: ', df_precios_diario['Precio
continuo'].corr(df_emisionesCO2['Emisiones_MWh'], method='pearson'))
```

Por otra parte, la producción de ciclo combinado así como el precio del mercado continuo, si están fuertemente ligados con la cantidad total de emisiones a la atmósfera; mientras que no tanto del coste de dichas emisiones.

Correlación Ciclo combinado- precio\_CO2: 0.12848972084472077

Correlación Ciclo combinado- Emisiones: 0.9135392915171142

Correlación Precio continuo- Emisiones: 0.7638156912080344

#### 4.2.5 Diferencial precio mercado diario – mercado continuo VS varios.

Tal y como se analizó anteriormente en el trading de agentes del mercado intradiario continuo en el apartado 2.6., cabe resaltar el comportamiento y estrategia de dos agentes pequeños, los cuales con poca cantidad de ofertas consiguieron situarse en una posición destacada del Top 10 de energía vendida. Estos son Tautra y HSAT21.

Sin embargo, procediendo de manera análoga a los apartados anteriores, no se observa una estrategia clara entre la cantidad de ofertas que enviaron con la variabilidad de los mercados o con la generación eólica.

```
print('Correlación ofertas enviadas HSAT21- Diferencial precios: ',
df_of_HSAT21['Diferencial_precios'].corr(df_of_HSAT21['Cant_ofertada'],
method='pearson'))
print('Correlación ofertas enviadas Tautra- Diferencial precios: ',
df_of_Tautra['Diferencial_precios'].corr(df_of_Tautra['Cant_ofertada'],
method='pearson'))
print('Correlación ofertas enviadas HSAT21- Tautra: ',
df_of_Tautra['Cant_ofertada'].corr(df_of_HSAT21['Cant_ofertada'], method='pearson'))
print('Correlación ofertas enviadas HSAT21- Gen. Eólica: ',
df_of_HSAT21_diario['Diferencial_precios'].corr(df_estruc['Eólica'],
method='pearson'))
print('Correlación ofertas enviadas Tautra- Gen. Eólica: ',
df_of_Tautra_diario['Diferencial_precios'].corr(df_estruc['Eólica'],
method='pearson'))
```

Correlación ofertas enviadas HSAT21- Diferencial precios: 0.11454599734375187

Correlación ofertas enviadas Tautra- Diferencial precios: 0.05362753680876077

Correlación ofertas enviadas HSAT21- Tautra: 0.16583356745343547

Correlación ofertas enviadas HSAT21- Gen. Eólica: -0.09781474022172369  
Correlación ofertas enviadas Tautra- Gen. Eólica: -0.09781474022172369

#### 4.2.6 Ejemplo análisis a corto plazo.

Con motivo de intentar establecer una estrategia en la predicción del precio de los diferentes contratos subastados en el mercado intradiario continuo, se toma en este apartado un día concreto de estudio con un horizonte temporal por tanto más corto y detallado con frecuencia horaria.

En cuanto a las variables seleccionadas, partimos de las conclusiones expuestas en el apartado 3.2.3. y por ello se exponen los resultados de la correlación de los resultados obtenidos para el día 15/10/2023:

- Resultado del mercado diario.
- Previsión de generación eólica.
- Generación mediante combustibles fósiles ó Emisiones de CO2.

La elección del día viene determinada por la adquisición de datos de generación eólica con frecuencia horaria, procedente de la empresa AleaSoft que se dedica a la predicción de precios de mercado y principalmente de generación renovable en base a datos e histórico meteorológico. Los datos de generación nacional eólica prevista se han obtenido de: AleaSoft Energy Forecasting [23].

A continuación, se muestra el código elaborado para el tratamiento de datos y el re-escalado de la frecuencia para adaptar al rango horario.

```
#CARGA DE DATOS
# =====
import pandas as pd
import datetime as dt

df = pd.read_excel("20231015_Previsión_eólica.xlsx")
df['Fecha']=pd.to_datetime(df['Fecha'])
df['Fecha']=df['Fecha'].dt.hour

df=df.set_index('Fecha')
corr_matrix=df.corr(method='pearson')

# MAPA CALOR CORRELACIONES
# =====
import matplotlib.pyplot as plt
from matplotlib import style
import seaborn as sns

fig, ax = plt.subplots(nrows=1, ncols=1, figsize=(5, 5))

sns.heatmap(
    corr_matrix,
    annot      = True,
    cbar      = False,
    annot_kws = {"size": 8},
    vmin     = -1,
    vmax     = 1,
    center   = 0,
```



```

cmap      = sns.diverging_palette(20, 220, n=200),
square    = True,
ax        = ax
)
ax.set_xticklabels(
    ax.get_xticklabels(),
    rotation = 45,
    horizontalalignment = 'right',
)
ax.tick_params(labelsize = 10)

plt.savefig('Correlaciones 15-10-2023.png',bbox_inches='tight')

df=df.reset_index()

```

Mediante el método “.savefig”, se exporta a png la siguiente figura obtenida para la matriz de correlaciones:

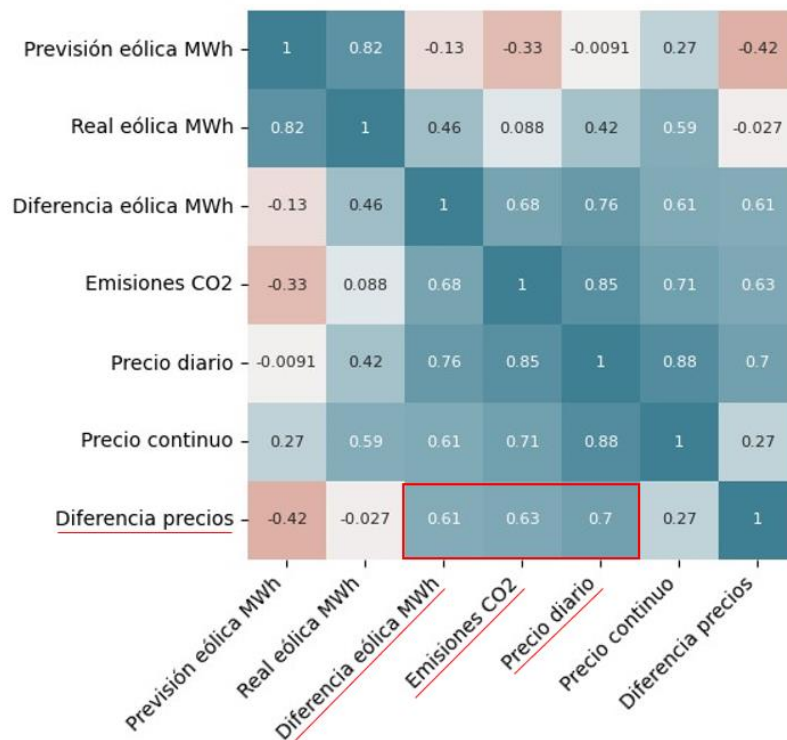


Figura 53. Mapa de calor matriz de correlaciones MIC día 15/10/2023. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede ver en la Figura 52, se contrasta la hipótesis inicialmente planteada con la principal novedad de que se diferencia notablemente de lo obtenido en el apartado 3.2.4 donde se mostraba una baja asociación entre el diferencial de precios de los dos mercados con la generación eólica o las emisiones de CO2.

Constatamos pues que el comportamiento de las subastas de energía está influido por los errores de previsión de las energías renovables, disponibles en el momento de la subasta. Intuitivamente, los precios intradiarios aumentan en caso de errores de previsión negativos, mientras que los errores de previsión positivos tienen un efecto supresor sobre los precios [24].

El estudio pormenorizado de una muestra más reducida arroja resultados más reveladores, donde como se



muestra a continuación se puede ver que la diferencia de precios entre ambos mercados (diario – continuo), está bastante relacionada con la diferencia de energía producida por la tecnología eólica, es decir, la energía realmente producida a lo largo del día 15/10/2023 frente a lo que la empresa AleaSoft había estimado en base a datos meteorológicos, históricos de datos y su algoritmo de estimación.

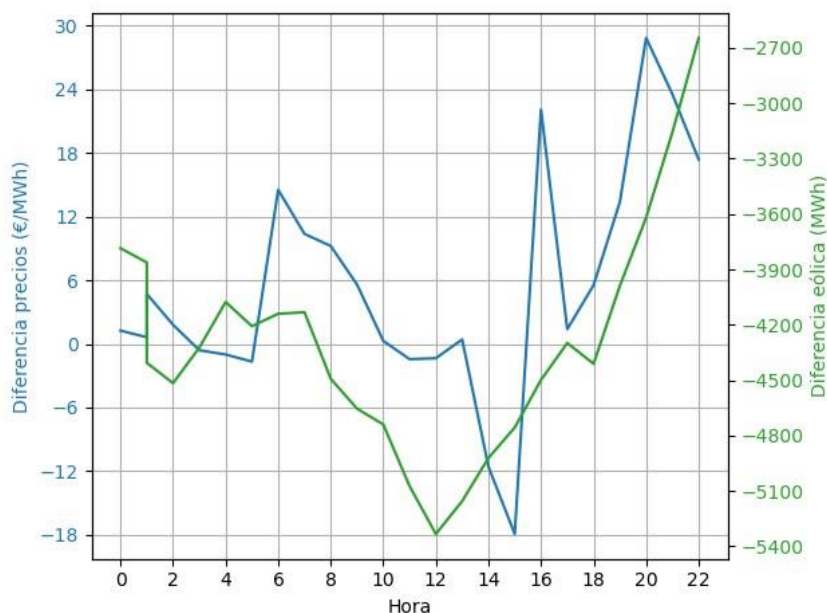


Figura 54. Evolución horaria diferenciales de precios y eólica del 15/10/23. Fuente: Elaboración propia.

Se puede ver en la Figura 53, cómo el mercado continuo resulta más caro entre las 13 h y las 15 h, coincidiendo con periodos en los que hay un déficit mayor de generación eólica.

Por otra parte, vemos en la siguiente figura como en aquellos periodos en los que el mercado Diario tiene un repunte en su coste marginal, coincide con los repuntes de emisiones.

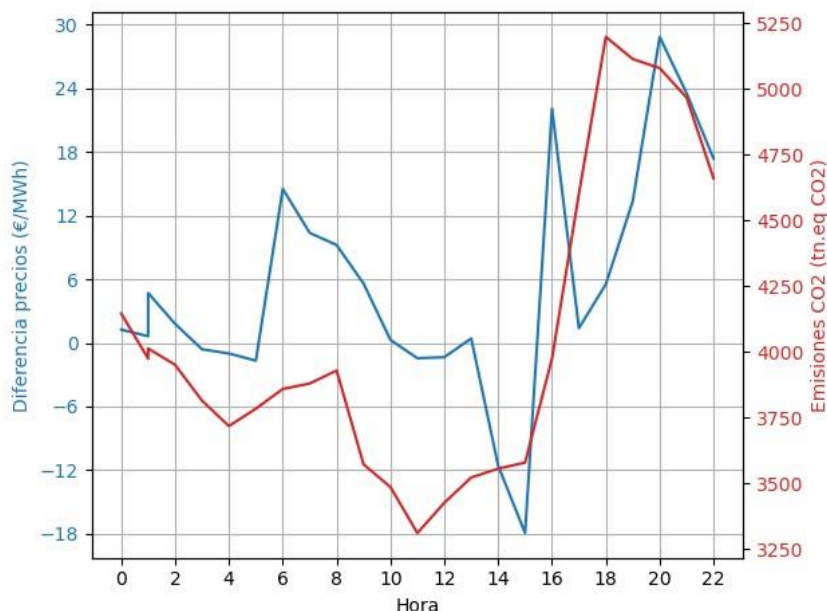


Figura 55. Evolución horaria dif. de precios y emisiones CO2 del 15/10/23. Fuente: Elaboración propia.

Dado el elevado coste de las tecnologías convencionales que usan combustibles fósiles y del pago de los derechos de emisión del CO2 a la atmósfera, resulta lógico y se comprueba en la Figura 54 que mientras mayor sea el grado del uso de esta tecnología, mayor será el coste tanto de los mercados.

A continuación, se expone como ejemplo el código de la última gráfica representada, donde tiene una pequeña dificultad y particularidad al representar dos escalas en el eje Y para las dos variables representadas.

```
# Crea la figura y los ejes
fig, ax1 = plt.subplots()

# Configura el formato de los ejes y limita el número de etiquetas
ax1.yaxis.set_major_formatter(ScalarFormatter())
ax1.xaxis.set_major_locator(MaxNLocator(24, integer=True))
ax1.yaxis.set_major_locator(MaxNLocator(10))

# Gráfica V1 en el primer eje y
ax1.plot(df['Fecha'], df['Diferencia precios'], color='tab:blue')
ax1.set_xlabel('Hora')
ax1.set_ylabel('Diferencia precios (€/MWh)', color='tab:blue')
ax1.tick_params(axis='y', labelcolor='tab:blue')

# Crea el segundo eje y y configura su formato
ax2 = ax1.twinx()
ax2.yaxis.set_major_formatter(ScalarFormatter())
ax2.yaxis.set_major_locator(MaxNLocator(10))

# Gráfica V2 en el segundo eje y
ax2.plot(df['Fecha'], df['Emisiones CO2'], color='tab:red')
ax2.set_ylabel('Emisiones CO2 (tn.eq CO2)', color='tab:red')
ax2.tick_params(axis='y', labelcolor='tab:red')

# Mejora el layout y muestra la cuadrícula
plt.tight_layout()
ax1.grid(True)

# Muestra la gráfica
plt.savefig('Dif_precios_vs_Emisiones.png')
plt.show()
```

Pese a haber determinado una prometedora relación entre el diferencial de la energía eólica prevista y real y su afección con la evolución del mercado intradiario continuo, no se ha podido obtener una muestra de datos más amplia con la empresa mencionada para contrastar y ratificar esta tendencia.

# 5 CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

---

En el presente documento se ha realizado una inmersión al mercado intradiario continuo, exponiendo en primer lugar el contexto político y económico en el que se enmarca, seguido de la metodología utilizada para abordar el análisis de la ingente cantidad de datos disponibles.

Seguidamente se ha realizado un análisis de los principales hitos destacables del mercado intradiario continuo a lo largo del 2023 así como la tendencia mostrada por variables e indicadores relacionados para finalizar con un último capítulo pormenorizando el estudio de la correlación existente de dicho mercado con estas variables.

A continuación, se procede a finalizar este trabajo destacando las principales conclusiones extraídas, así como arrojando luz sobre posibles futuras líneas de trabajo que puedan partir de las conclusiones y análisis desarrollados.

## 5.1 Conclusiones.

La tendencia en los últimos años muestra un panorama a nivel Europeo con una clara apuesta por la descarbonización del sistema eléctrico y una menor dependencia de los combustibles fósiles. En el caso de España, el mix energético final muestra la consolidación de esta tendencia al cubrir la mayor parte de la demanda con diversas tecnologías renovables y energía nuclear.

En los últimos meses, la tendencia va incluso más allá llegando a reducir incluso la potencia programada en las centrales nucleares disponibles dada la alta disponibilidad de recursos renovables durante un periodo prolongado. Esto ha abierto el debate y la puerta sobre nuevos protocolos de gestión de las centrales nucleares para adaptarse a la flexibilidad requerida por el mix actual, donde la nuclear ya no siempre será una tecnología base y en los próximos años continuará con el cierre programado de las centrales restantes según se acerque el final de su vida útil.

Por ello al reto tecnológico de asegurar las condiciones de disponibilidad, fiabilidad y continuidad de la red eléctrica se une también la necesidad de establecer mecanismos que aumenten la flexibilidad del mercado, sobre todo teniendo en cuenta la variabilidad de los recursos renovables que mayoritariamente abastecerán al sistema.

Los sistemas de almacenamiento de energía parecen el complemento ideal para mejorar la robustez del sistema, pero su madurez tecnológica y su velocidad de implantación no parecen alcanzar los objetivos planteados para 2026 y 2030.

Es por ello que resulta de vital importancia potenciar herramientas alternativas que ayuden a dinamizar la gestión de energía tales como la implantación de redes activas de distribución, generación distribuida, comunidades energéticas y en lo que atañe al presente estudio, la potenciación de interconexiones internacionales y la explotación del mercado eléctrico intradiario continuo.

Este mercado que permite la flexibilidad a los agentes de acudir hasta una hora antes del servicio de la energía para ajustar sus balances y minimizar sus costes, se consolida en 2023 según hemos visto en el Capítulo 1 y parece seguir una tendencia alcista, que en un futuro acabe ganando cada vez mayor cuota en el precio final modificando la estructura de mercado que conocemos hoy en día.

En el presente documento ha quedado constancia de la disponibilidad y abundancia de datos disponibles para el seguimiento del MIC. Con las debidas técnicas y software según se introduce en el Capítulo 2, es posible tanto realizar análisis y generar una base de datos robusta, como incluso generar tus propios dashboards dinámicos con consultas de las bases de datos de REE y OMIE para seguir la tendencia del mercado.

En el capítulo 3 hemos visto como el precio del MIC guarda relación con diversas variables conocidas con suficiente antelación o predecibles con poco margen de error. Entre otras cabe destacar su relación con el precio del MD con el que guarda una muy alta correlación lineal, lo que permite una buena base a la hora de predecir

el comportamiento del MIC dada la diferencia temporal entre los resultados de las subastas de ambos mercados.

También se ha constatado la importancia de esta flexibilidad para el ajuste de energías renovables, cuya fuente de energía es variable y por tanto acudir a este mercado intradiario favorece una mayor penetración y participación de las mismas en el mix energético final. Esto se ve reflejado también en la correlación entre el precio del MIC y la producción renovable total, que muestra un elevado grado de asociación.

En cuanto al resto de variables estudiadas, cabe destacar la asociación con la demanda eléctrica y con las conexiones internacionales. Si bien a nivel anual la correlación global con el precio del MIC no es muy elevada, acortando el rango de estudio si se obtienen valores más elevados de correlación, como por ejemplo en algunos meses concretos. Esto nos da una idea de la complejidad de factores intervinientes en el precio final del MIC, cuyos pesos pueden variar considerablemente tanto a lo largo del día como a lo largo del año.

En lo relativo a la composición del mix energético resultante en el mercado, también se indaga en la asociación de la estructura de generación con el precio final del MIC. En primer lugar, dada su histórica influencia en los mercados se comprueba que la disponibilidad de producción Nuclear hoy en día parece tener ya menor peso que antaño. Por otro lado, sí que se observa una correlación entre el uso de ciclo combinado y un aumento de los precios, dado que este tipo de centrales se usan en horas punta para cubrir los últimos ajustes del sistema y por tanto está muy en línea con el ámbito de actuación del MIC; y dado que usan combustibles fósiles con un elevado coste de materia prima en los últimos años desde el inicio del conflicto entre Rusia y Ucrania; así como el elevado coste de las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

A final del Capítulo 3 se pone de manifiesto que, pese a que a priori no parece existir una elevada correlación entre la cantidad de ofertas enviadas al MIC y las que finalmente resultaron casadas; con una buena estrategia de gestión de carteras de energía, es posible conseguir muy buenos resultados en este mercado optimizando el momento y el número de ofertas, tal y como demuestran los buenos resultados de algunos pequeños agentes.

Por último, en el desarrollo del Capítulo 4 se ha desarrollado la metodología para establecer las bases que conformaría la estrategia de predicción de precios del MIC. Para ello se profundiza en el tratamiento de las series de datos obtenidas, realizando un re-escalado de las mismas cuando es necesario para obtener diferentes resultados de correlación entre variables.

Tras volver a analizar aspectos y variables de manera análoga a lo presentado en el capítulo anterior, concluyendo que una aceptable estrategia de estimación del MIC podría partir de los resultados disponibles con anterioridad de las diferentes subastas del MD y tomando como variables de entorno inputs como la previsión de producción eólica o la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera entre otros.

Para comprobar esta hipótesis se decide enfocar el análisis en un ejemplo concreto, con un rango ajustado a un día; y partiendo de los diferenciales de precio entre ambos mercados MIC y MD así como el diferencial entre la energía eólica prevista y la finalmente producida. El desarrollo de este apartado muestra una elevada asociación entre dichas variables, así como con las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera lo que reafirma preliminarmente la estrategia planteada a la hora de estimar el comportamiento del MIC.

Como conclusión global de este trabajo, hay que destacar que pese a que el MIC sigue creciendo en volumen de transacciones y energía casada, aún sigue representando una pequeña fracción frente al MD, lo que en la práctica todavía lo posiciona como una última alternativa para los agentes a la hora de flexibilizar sus déficit o excedentes de energía para evitar tener que recurrir a desvíos o mecanismos de ajuste cuyo coste es más elevado. Pese a ello, resulta un mercado muy interesante sobre todo para aportar flexibilidad a las energías renovables que cada vez adquieren más cuota de mercado y según el desarrollo expuesto en este trabajo, se podría llegar a desarrollar un algoritmo de predicción que parte de las variables más relevantes para estimar el precio del MIC y así asegurar un funcionamiento óptimo de los agentes en este mercado y una mayor penetración de energías renovables al permitir dicho mercado una adaptación más flexible de la variabilidad de su producción.

## 5.2 Futuras líneas de trabajo.

Debido a la complejidad de modelado de los datos necesarios para elaborar las conclusiones aquí expuestas, algunas líneas de trabajo han quedado finalmente fuera del alcance deseado. Es por ello que se procede a esbozar posibles líneas de trabajo que podrían desarrollarse a partir del trabajo realizado en el presente estudio.

En primer lugar, al partir de cero ha sido necesario realizar un extenso análisis de correlación entre variables, lo que no ha permitido posteriormente centrar este estudio en periodos concretos más allá de lo demostrado en el Capítulo 4.

A nivel global variables como la demanda o la capacidad de las conexiones internacionales, representan un grado de asociación nulo o pequeño con el precio final del MIC. Sin embargo, como se constató en el Capítulo 3, en marcos temporales más reducidos, esta correlación aumentaba a un grado de asociación moderado. Además, la evolución del precio muestra ciertos picos y valles a lo largo de los días, que podrían igualmente mostrar una correlación parcial elevada con alguna de las variables.

Por ello, la composición final de la correlación con las diferentes variables podría ponderarse en función de factores horarios y mensuales logrando una composición más clara de la dependencia del MIC con las mismas.

Igualmente, las correlaciones calculadas se han realizado de manera individualizada, pero partiendo de la base realizada sería factible continuar con un análisis de correlación multivariable más profundo que implique a la vez al menos dos o tres variables de entrada.

Por último, el principal y más ambicioso reto a desarrollar sería elaborar con éxito alguna metodología de regresión lineal y estimación del precio del MIC en base a una serie de inputs y del histórico disponible, mediante metodología Arima, Deep Learning o redes neuronales, por ejemplo.

La emersión de este mercado y la tendencia alcista que muestra son ingredientes clave para que los esfuerzos invertidos en el desarrollo de tal algoritmo generen y devuelvan con creces beneficios para los agentes que consigan comprender y modelar con suficiente antelación y precisión la evolución del mercado continuo intradiario.

## REFERENCIAS

- [1] OMIE, «Detalle del funcionamiento del mercado intradiario».
- [2] OMIE, «Evolución del mercado de electricidad. Informe anual,» 2023.
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» 2020.
- [4] Steinke, F., Wolfrum, P., & Hoffann, C., «Grid vs. storage in a 100% renewable Europe,» Elsevier. Renewable Energy, vol. 50, pp. 826-832, 2013.
- [5] INELFE, «Interconexión eléctrica por el Golfo de Bizkaia,» [En línea]. Available: <https://www.inelfe.eu/es/proyectos/golfo-de-bizkaia>.
- [6] REE, «Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026».
- [7] OMIE, «OMIEData,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/fie-access-list>.
- [8] OMIE, «Listado de agentes,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/listado-de-agentes>.
- [9] OMIE, «Modelo de Ficheros para la distribución pública de Información del mercado de electricidad,» Versión 1.35.
- [10] REE, «Índice de Red Eléctrica,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/demanda/ire-general>.
- [11] REE, «Nota metodológica de publicación del índice IRE de consumo eléctrico de grandes consumidores,» Febrero, 2014.
- [12] REE, «REData API,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/apidatos>.
- [13] REE, «Estructura generación,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>.
- [14] Aemet, «Resúmenes climatológicos. España,» [En línea]. Available: [https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia\\_clima/resumenes?w=0&datos=0&n=1](https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0&n=1).
- [15] INE, «IPC Total Nacional. Índice general. Variación mensual.,» [En línea]. Available: <https://www.ine.es/consul/serie.do?d=true&s=IPC251855&c=2&>.
- [16] MIBGAS, «Resultados del mercado,» [En línea]. Available: <https://www.mibgas.es/es/file-access>.
- [17] Sendeco2, «Precios CO2,» [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>.
- [18] Vincenzo Bianco, Oronzio Manca & Sergio Nardini, «Electricity demand forecasting in Italy using linear regression models,» Elsevier. Energy, vol. 34, pp. 1412-1421, 2009.

- [19] Kenta Tanaka, Ken'ichi Matsumoto, Alexander Ryota Keeley & Shunsuke Managi, «The impact of weather changes on the supply and demand of electric power and wholesale prices of electricity in Germany,» *Sustainability Science*, vol. 17, p. 1813–1825, 2022.
- [20] Keles, Dogan & Dehler-Holland, Joris & Densing, Martin & Panos, Evangelos & Hack, Felix, «Cross-border effects in interconnected electricity markets - an analysis of the Swiss electricity prices,» Elsevier. *Energy Economics*, vol. 90, 2020.
- [21] C. Weber, «Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems,» Elsevier. *Energy Policy*, vol. 38, pp. 3155-3163, 2010.
- [22] Antonio Nieves, Federico C. Domínguez, *Probabilidad y Estadística para Ingeniería. Un enfoque moderno*, McGraw Hill, 2009.
- [23] Aleasoft, «Previsiones de energía eólica,» [En línea]. Available: <https://aleasoft.com/es/productos-y-servicios/previsiones-energia-eolica/#:~:text=Aleasoft%20ofrece%20previsiones%20de%20producci%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20para%20el.>
- [24] Kiesel, R., & Paraschiv, F., «Econometric Analysis of 15-Minute Intraday Electricity Prices,» Elsevier. *Energy Economics*, vol. 64, pp. 77-90, 2017.