

TESIS DOCTORAL

2022



Integración de los mercados eléctricos europeos de la región del Centro-Oeste Europeo, análisis y estudio del nuevo mecanismo de acoplamiento de mercados

Luis Corona Mesa-Moles

Universidad Nacional de Educación a Distancia

Programa de Doctorado en Economía y Empresa

Dirigida por

Dra. Asunción Mochón Sáez, Universidad Nacional de Educación a Distancia
Dr. Yago Sáez Achaerandio, Universidad Carlos III de Madrid

A mis padres, familia y amigos.

Agradecimientos

Me gustaría aprovechar estas primeras líneas para expresar mi más profundo agradecimiento a todas y cada una de las personas que me han acompañado, ayudado y guiado en esta aventura a lo largo de los últimos años. Especialmente a mis directores de tesis, Asunción Mochón y Yago Sáez, ya que sin ellos este trabajo no hubiera sido posible. Siempre han estado ahí y han sabido darme las mejores indicaciones y consejos para seguir avanzando.

Muchas gracias a mis padres, familia y amigos. Este trabajo también es fruto de vuestro apoyo incondicional. Siempre he podido contar con vosotros para encontrar ánimos y buenos consejos. También espero poder compensaros por todo el tiempo que no he podido estar con vosotros a lo largo de estos años. Muchas gracias otra vez por vuestra comprensión y apoyo. Todo ello, además, durante un periodo en el que hemos vivido una pandemia que ha tenido un impacto tan importante en nuestras vidas.

Gracias en especial a mis padres y a mi hermano, desde siempre me han acompañado en todo lo que hago y siempre han sabido cómo hacer que sacara lo mejor de mí mismo para seguir aprendiendo y avanzando. Son para mí un ejemplo y una fuente de inspiración.

Gracias a todos mis amigos, sus consejos, sus ánimos y su comprensión han sido fundamentales a lo largo de estos años. Gracias a Alejandro, Cobo, Xavier, Baptiste, Aneta, Ambroise, Maxim, Alberto, Alexandre, Aurélien, Quentin, Loïc, Etienne, Charles y a todos los que de una forma u otra me habéis ayudado en este viaje. Gracias también a todos los compañeros de trabajo que me han apoyado durante estos años.

Sé que estas pocas líneas se quedan cortas en comparación con todo el agradecimiento que me gustaría expresaros y, aunque es difícil no haber olvidado a nadie, quiero que sepáis que sin vosotros no hubiese podido llegar hasta aquí.

Luis Corona Mesa-Moles
París, 2022

Summary

The European electricity market is undergoing a major transformation process, the main objective of this process is to build a single market in which electricity can be traded between different geographical areas regardless of grid constraints. The integration of the various national markets into a unique market at European level, known as the Internal Energy Market, has been taking place progressively since 1996. However, this development is not occurring at the same pace and with the same momentum in all regions of the continent. The Central Western Europe region, composed of Austria, Belgium, France, Germany, Luxembourg, and the Netherlands, plays a very important role in this evolution due to its geographical position and the weight of the electricity markets of its member countries. This region has been the first to implement, since May 2015, the novel and complex mechanism based on energy flows for market coupling (*Flow-Based Market Coupling*) recommended to be applied by the European Commission in the various directives and regulations associated with the electricity market. The objective of this system, which is still poorly understood by many participants in the electricity sector, is to make the most of the electricity exchange capacities offered by interconnections between countries in order to achieve greater price convergence and, therefore, better market integration.

The objective of this doctoral thesis is to study the consequences of this novel and complex mechanism with respect to price convergence in the different markets that compose the Central Western Europe region. In order to carry out this study,

a complete database has been built from the beginning of 2015 to the end of 2018 with relevant electricity market data (prices, demand forecasts, production forecasts, predictions of production from renewable energy sources, etc.). The construction of such a database, for the set of countries constituting the Central Western Europe region, has been possible thanks to the ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) transparency platform. Firstly, the results of this research work have made it possible to verify and demonstrate the improvement in price convergence in the Central-West European region following the implementation of the new market coupling mechanism. Secondly, this research has made it possible to identify the main factors of congestion, i.e. lack of price convergence, with this complex mechanism. For this purpose, two different models have been considered, on the one hand a *machine learning* model based on *Random Forests* and, on the other hand, a *Probit* model. Both models identify the strong impact of renewable energy sources (both wind and solar) as well as the important role played by France and Germany in understanding and explaining the congestion situations that occur in the Central Western Europe region with the flow-based market coupling. These results help the different actors in the electricity market, and especially the policy makers in charge of market integration, to better understand the functioning of this novel mechanism in order to make the best decisions when proposing changes and evolutions in its implementation. Moreover, the future extension of this mechanism to other geographical areas in Europe makes the methodology proposed in this thesis even more relevant. Beyond the concrete results described above, the present study also underlines the crucial importance of cooperation and coordination among all the actors involved in the electricity market in the different countries, as well as the need to continue developing interconnections in Europe in order to achieve a fully integrated electricity market.

Keywords: European electricity market, Central Western Europe region, market coupling (flow-based), statistical analysis, Random Forest, Probit model, renewables, price convergence.

Resumen

El mercado europeo de la electricidad está inmerso en un importante proceso de transformación cuyo principal objetivo es construir un mercado único en el que la electricidad pueda intercambiarse entre las distintas zonas geográficas sin que sea necesario considerar las restricciones propias de la red eléctrica. La integración de los distintos mercados nacionales en un mercado único a nivel europeo, denominado Mercado Interno de la Energía, se realiza de forma progresiva desde 1996. Sin embargo, dicha evolución no se efectúa al mismo ritmo y con el mismo impulso en todas las regiones del continente. La región del Centro-Oeste Europeo, compuesta por Alemania, Austria, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Países Bajos, juega un papel muy importante en esta evolución por su posición geográfica así como por el peso que tienen los mercados eléctricos de los países que la componen. Esta región ha sido la primera en implementar, desde mayo del 2015, el novedoso y complejo mecanismo basado en los flujos de energía para el acoplamiento de mercados (*Flow-Based Market Coupling*) que recomienda aplicar la Comisión Europea en las distintas directivas y reglamentos asociados al mercado eléctrico. El objetivo de este sistema, todavía mal entendido por muchos actores del sector eléctrico, es aprovechar lo máximo posible las capacidades de intercambio de electricidad que ofrecen las interconexiones entre países para, de esta forma, conseguir una mayor convergencia de precios y, por tanto, una mejor integración de los mercados.

El objetivo de esta tesis doctoral es estudiar las consecuencias de este novedoso

y complejo mecanismo respecto a la convergencia de precios en los distintos mercados que componen la región del Centro-Oeste Europeo. Para realizar este estudio, se ha construido una base de datos completa desde principios de 2015 hasta finales de 2018 con datos relevantes del mercado eléctrico (precios, previsiones de demanda, previsiones de producción, predicciones de producción proveniente de fuentes de energía renovable, etc.). La construcción de dicha base de datos, para el conjunto de países que componen la región del Centro-Oeste Europeo, ha sido posible gracias a la plataforma de transparencia de ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, *European Network of Transmission System Operators for Electricity*). En primer lugar, los resultados de este trabajo de investigación han permitido comprobar y demostrar la mejora que se produce respecto a la convergencia de precios en la región del Centro-Oeste Europeo tras la implementación del nuevo mecanismo de acoplamiento de mercados. En segundo lugar, esta investigación ha permitido identificar los principales factores de la congestión, es decir de la falta de convergencia de precios, con este complejo mecanismo. Para ello, se han considerado dos modelos distintos, por un lado un modelo de aprendizaje automático (*machine learning*) basado en los Bosques Aleatorios (*Random Forest*) y, por otro lado, un modelo *Probit*. Ambos modelos permiten identificar el fuerte impacto que tienen las fuentes de energía renovable (tanto eólica como solar) así como el importante papel jugado por Francia y Alemania a la hora de entender y explicar las situaciones de congestión que se dan en la región del Centro-Oeste Europeo con el método de acoplamiento de mercados basado en los flujos de energía. Estos resultados ayudan a los distintos actores del mercado eléctrico, y en especial a los responsables políticos de la integración de los mercados, a entender mejor el funcionamiento de este novedoso mecanismo para poder así adoptar las mejores decisiones a la hora de proponer cambios y evoluciones en su implementación. Además, la futura extensión de este mecanismo a otras zonas geográficas en Europa hace que la metodología propuesta en el presente trabajo cobre una relevancia todavía mayor. Más allá de los resultados concretos descritos anteriormente, el presente estudio permite también subrayar la capital relevancia que tienen la cooperación y la coordi-

nación entre actores y responsables del mercado eléctrico de los distintos países, así como la necesidad de seguir desarrollando las interconexiones en Europa para lograr un mercado eléctrico plenamente integrado.

Palabras Clave: Mercado europeo de la electricidad, región del Centro-Oeste Europeo, acoplamiento de mercados (*flow-based*), análisis estadístico, *Random Forest* (Bosque Aleatorio), modelo *Probit*, energías renovables, convergencia de precios.

Índice general

Agradecimientos	I	
Summary	III	
Resumen	VI	
Índice de figuras	XVI	
Índice de tablas	XXVIII	
Capítulo 1	Introducción	1
Capítulo 2	Descripción del mercado eléctrico	13
2.1	Sector eléctrico en Europa	16
2.1.1	Organización del sector eléctrico	16
2.1.2	Marco reglamentario europeo y evolución del mercado eléctrico en Europa	22
2.1.3	Ajuste de la potencia instalada	32
2.2	Mercado eléctrico en Europa	39
2.2.1	Compraventa de electricidad	39
2.2.2	Funcionamiento de los mercados diarios de compraventa de elec- tricidad	43
2.2.3	Acoplamiento de mercados eléctricos en Europa	47
2.3	Organización del sector eléctrico y del mercado diario en la región CWE	58
2.3.1	Evolución y posicionamiento del mercado eléctrico en la región CWE	59
2.3.2	Descripción del sector eléctrico en la región CWE	63
2.3.3	Mecanismo FBMC para el acoplamiento de los mercados diarios de la electricidad en la región CWE	68

Capítulo 3	Estado del arte	74
3.1	Estudio de la integración del mercado eléctrico diario en la región CWE	77
3.2	Estudio de otros aspectos relevantes del mercado eléctrico en Europa	88
3.3	Aprendizaje automático en el estudio de los mercados eléctricos	93
Capítulo 4	Metodología	98
4.1	Adquisición de los datos	100
4.2	Creación de la base de datos	107
4.2.1	Variables directamente extraídas de los datos brutos	108
4.2.2	Variables calculadas	112
4.3	Análisis descriptivo	115
4.4	Análisis de la evolución de la convergencia en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC	132
4.5	Creación y evaluación de modelos explicativos para la convergencia en la región CWE con el mecanismo FBMC	136
4.5.1	Análisis preliminar	136
4.5.2	Modelo <i>Random Forest</i>	137
4.5.3	Modelo <i>Probit</i>	144
4.5.4	Evaluación cuantitativa de los dos modelos estimados	149
Capítulo 5	Evolución de la convergencia del mercado eléctrico en la región CWE	153
5.1	Evolución de la convergencia absoluta tras la implementación del mecanismo FBMC	156
5.2	Análisis de las distribuciones de diferencias de precios en el mercado eléctrico de la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC	166
5.3	Evolución de las situaciones intermedias de convergencia tras la implementación del mecanismo FBMC	173
5.3.1	Grados de convergencia	173
5.3.2	Tipos de convergencia por zonas	176
5.4	Síntesis y límites de la metodología	182

Capítulo 6	Modelos explicativos de la convergencia del mercado eléctrico en la región CWE con el mecanismo FBMC	185
6.1	Análisis preliminar	189
6.1.1	Comprensión y descripción de la evolución de la convergencia en la región CWE	189
6.1.2	Análisis de correlaciones	194
6.2	Estimación del modelo <i>Random Forest</i>	208
6.2.1	Efecto del diseño experimental	209
6.2.2	Análisis de los atributos seleccionados	212
6.2.3	Análisis y resultados del modelo	216
6.2.4	Límites de la metodología	231
6.3	Estimación del modelo <i>Probit</i>	231
6.3.1	Estimación del modelo	232
6.3.2	Análisis y resultados del modelo	246
6.3.3	Identificación de los principales factores de convergencia de precios	256
6.3.4	Límites de la metodología	263
6.4	Síntesis de los resultados de los modelos explicativos de la convergencia	265
Capítulo 7	Conclusiones y futuras líneas de investigación	274
Bibliografía		287
Anexos		312
Anexo A	Acrónimos	313
Anexo B	Evolución de los mecanismos de apoyo para el desarrollo de las fuentes de energía renovables	317
Anexo C	Ejemplo de curvas agregadas de oferta y demanda de electricidad en el contexto del mercado diario de la electricidad	319
Anexo D	Descripción estadística complementaria de la base de datos	321

Anexo E	Correlaciones entre variables asociadas a las diferencias de precios	324
Anexo F	Correlaciones entre variables generales	326
Anexo G	Correlaciones entre variables de precio y producción de energía eólica	332
Anexo H	Resultados estimación modelos <i>Probit</i>	336
Anexo I	Análisis de sensibilidad del valor del umbral con los datos del año 2015	341

Índice de figuras

2.1	Organización de las actividades del sector eléctrico (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	18
2.2	Historia de las Directivas relativas al mercado interior de la electricidad (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	24
2.3	Historia de los Reglamentos relativos al mercado interior de la electricidad (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	27
2.4	Paquetes legislativos (Directivas y Reglamentos) asociados al <i>Clean Energy Package</i> (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	31
2.5	Número de países utilizando políticas de desarrollo basadas en garantía de precios (<i>Feed-in tariff / premium payment</i>) y subastas (<i>Tendering</i>) (<i>Fuente: Gráfico proveniente de REN21 (2021)</i>)	35
2.6	Ilustración simplificada de la implementación de los mecanismos de capacidad en Francia (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	38
2.7	Venta de electricidad, actores e intercambios (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	40
2.8	Demanda real de electricidad (curva amarilla), previsión de la demanda (curva verde) y programación horaria operativa (línea escalonada roja) del 9 de junio de 2021 (<i>Fuente: Red Eléctrica de España, (REE (2022))</i>)	41
2.9	Escalas temporales en el mercado eléctrico (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	42
2.10	Formación de precios en el mercado de la electricidad - Orden de mérito (<i>Fuente: Elaboración propia (basado en Zweifel et al. (2017))</i>)	45
2.11	Efecto del aumento de fuentes de energía renovable sobre el orden de mérito y la formación de precios en el mercado de la electricidad (<i>Fuente: Elaboración propia (basado en Zweifel et al. (2017))</i>)	47

2.12	Interconexiones entre las zonas de oferta A, B y C (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	48
2.13	Acoplamiento de mercados con convergencia de precios (<i>Fuente: Gráficos provenientes de CWE TSOs (2020)</i>)	51
2.14	Acoplamiento de mercados sin convergencia de precios (<i>Fuente: Gráficos provenientes de CWE TSOs (2020)</i>)	52
2.15	(a) Capacidad de intercambio disponible en GW en distintos interconectores europeos en 2011 (b) Utilización media de dichos interconectores basándose en los flujos físicos observados (<i>Fuente: Ilustración proveniente de Abrell and Rausch (2016)</i>)	55
2.16	Área de los posibles intercambios comerciales transfronterizos con el mecanismo ATC (<i>Fuente: Ilustración proveniente de Van den Bergh et al. (2016)</i>)	56
2.17	Situación geográfica de la región CWE (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	60
2.18	Flujos de intercambios de electricidad mensuales y por regiones en la Unión Europea (<i>Fuente: Gráfico proveniente de Market Observatory for Energy (2018a)</i>)	62
2.19	Repartición de la potencia instalada en las zonas de oferta de la región CWE en 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en datos de ENTSO-E</i>)	65
2.20	Repartición de la producción de electricidad en las zonas de oferta de la región CWE en 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA)</i>)	67
2.21	Área de los posibles intercambios comerciales transfronterizos con el mecanismo FBMC (<i>Fuente: Ilustración proveniente de Van den Bergh et al. (2016)</i>)	71
4.1	Secuencia de etapas para el análisis de la convergencia (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	98

4.2	Resumen de la disponibilidad de los datos extraídos de la plataforma de transparencia de ENTSO-E (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	105
4.3	Intercambios comerciales en la región CWE (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	111
4.4	Mapa descriptivo de la media de precios en la región CWE entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	118
4.5	Convergencia de precios absoluta media en la región CWE por horas y por meses entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	119
4.6	Convergencia horaria media por meses entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	120
4.7	Descripción de las situaciones intermedias de convergencia entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	121
4.8	Producción de electricidad media anual entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	124
4.9	Producción de electricidad media diaria entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	125
4.10	Demanda de electricidad media anual entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	125
4.11	Demanda de electricidad media diaria entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	126

4.12	Diferencial medio anual entre producción y demanda* entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	128
4.13	Producción de energía solar media anual entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	129
4.14	Producción de energía solar horaria media por meses en Alemania entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	130
4.15	Producción de energía eólica terrestre anual entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	131
4.16	Producción de energía eólica terrestre horaria media por meses en Alemania entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	132
4.17	Producción de energía eólica marina horaria media por meses en Alemania entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018. (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	133
4.18	Secuencia de etapas para el análisis de la convergencia mediante modelo <i>Random Forest</i> (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	139
4.19	Esquemas de aprendizaje utilizados para el entrenamiento y evaluación de los modelos RFs, el propósito de esta ilustración es puramente ilustrativo y no se respetan por tanto las escalas (<i>Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)</i>)	143
4.20	Secuencia de etapas para el análisis de la convergencia mediante modelo <i>Probit</i> (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	145
5.1	Secuencia de las etapas realizadas para el estudio de la evolución de la convergencia (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	154

5.2	Evolución del precio medio mensual (2015, 2016, 2017 y 2018) (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	157
5.3	Análisis de frecuencia de la convergencia absoluta de precios (<i>Convergence_{CWE}</i>) en la región CWE - conteo de casos para el periodo estudiado cada año (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	161
5.4	Evolución del valor medio por años de la convergencia absoluta de precios (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	162
5.5	Evolución del valor medio por meses de la convergencia absoluta de precios (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	163
5.6	Evolución del valor medio por horas de la convergencia absoluta y análisis de clúster (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	165
5.7	Evolución de la diferencia de precios máxima en la región CWE (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	168
5.8	Evolución de la correlación de Spearman entre las diferencias de precios en la región CWE (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	170
5.9	Evolución de los grados de convergencia en la región CWE, ver Tabla 5.6 para correspondencia (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	175
5.10	Evolución de de la diferencia de precios máxima según el grado de convergencia en la región CWE, ver Tabla 5.6 para correspondencia de los grados de convergencia (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	176
5.11	Evolución de los tipos de convergencia por zonas, ver Tabla 5.7 para correspondencia de los tipos de convergencia (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	178

5.12	Evolución de la diferencia de precios máxima según el tipo de convergencia por zonas, ver Tabla 5.7 para correspondencia de los tipos de convergencia (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	181
6.1	Secuencia de etapas para el estudio de la convergencia en la región CWE con el mecanismo FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	186
6.2	Clústeres de convergencia de precios absoluta media en la región CWE por meses después de la implementación del FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	191
6.3	Clústeres de convergencia de precios absoluta media en la región CWE por horas después de la implementación del FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E.</i>)	191
6.4	Convergencia horaria media por meses después de la implementación del FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E.</i>)	194
6.5	Correlación de Spearman entre las variables relativas a los precios después de la implementación del FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	196
6.6	Correlación de Spearman entre las variables relativas a la demanda y generación de electricidad globales después de la implementación del FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	198
6.7	Correlación de Spearman entre las variables relativas a la demanda y generación de electricidad incluyendo renovables después de la implementación del FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	200
6.8	Correlación de Spearman entre las variables relativas la generación de electricidad renovable y al desequilibrio de producción después de la implementación del FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	202

6.9	Correlación de Spearman entre las variables relativas a los intercambios comerciales después de la implementación del FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	205
6.10	Ejemplo de árbol de decisión (<i>Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)</i>)	218
6.11	Árbol aleatorio de decisión entrenado para el 13 de diciembre de 2017 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Saez et al. (2019)</i>)	221
6.12	Árbol aleatorio de decisión entrenado para el 16 de agosto de 2017 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Saez et al. (2019)</i>)	222
6.13	Ejemplo de nodo de decisión y descripción de su contenido (<i>Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)</i>)	223
6.14	Evaluación del modelo Probit (2) completo en 2018 en función del valor del umbral (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	244
6.15	Evaluación del modelo Probit (2) completo en 2016-2017 en función del valor del umbral (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	245
6.16	Evolución anual de la precisión del modelo Probit (2) completo por horas (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	248
6.17	Distribución de los resultados predichos por el modelo Probit (2) completo en 2018 de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en <i>verde</i>) o de congestión (en <i>rojo</i>) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (<i>Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)</i>)	249

6.18	Distribución de los resultados predichos por el modelo Probit (2) completo en 2018 y por grupo de clúster de convergencia de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en <i>verde</i>) o de congestión (en <i>rojo</i>) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (<i>Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)</i>)	251
6.19	Distribución de los resultados predichos por el modelo Probit (2) completo en 2015 de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en <i>verde</i>) o de congestión (en <i>rojo</i>) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	252
6.20	Distribución de los resultados predichos por el modelo Probit (2) completo según los meses del año 2015 de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en <i>verde</i>) o de congestión (en <i>rojo</i>) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (<i>Fuente: Elaboración propia</i>) Nota: los gráficos no tienen la misma escala	253
6.21	Comparación interanual de la generación de electricidad renovable en Alemania de mayo a diciembre (<i>Fuente: Elaboración propia basado en los datos de ENTSO-E</i>)	254
6.22	Distribución de los resultados predichos por el modelo Probit (2) completo en 2017 de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en <i>verde</i>) o de congestión (en <i>rojo</i>) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (<i>Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)</i>)	255

6.23	Distribución de los resultados predichos por el modelo Probit (2) completo en 2017 y por grupo de clúster de convergencia de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en <i>verde</i>) o de congestión (en <i>rojo</i>) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (<i>Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)</i>)	256
6.24	Evolución anual de la precisión del modelo Probit (2) completo por meses (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	264
6.25	Principales factores de la convergencia y de la congestión en la región CWE (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	267
6.26	Previsión de generación de energía eólica terrestre y convergencia absoluta de precios en la región CWE (<i>Convergence_{CWE}</i>) después de la implementación del mecanismo FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Corona et al. (2022)</i>)	271
6.27	Previsión de generación de energía solar y convergencia absoluta de precios en la región CWE (<i>Convergence_{CWE}</i>) después de la implementación del mecanismo FBMC (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Corona et al. (2022)</i>)	272
B.1	Número de países utilizando las distintas políticas para el desarrollo de las energías renovables (FIT corresponde a la política de precio mínimo garantizado y RPO a la política de establecimiento de cuotas mínimas para las energías renovables) (<i>Fuente: Gráfico proveniente de IRENA (2015)</i>)	318
C.1	Curvas agregadas de oferta (<i>venta</i>) y demanda (<i>compra</i>) de electricidad el 5 de abril de 2022 a las 12 horas en el mercado ibérico (España y Portugal) (<i>Fuente: OMIE, OMIE (2022a)</i>)	320

D.1	Descripción de los tipos de convergencia entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018, ver Tabla 4.14 para correspondencia (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>).	323
E.1	Evolución de la correlación de Pearson entre las diferencias de precios en la región CWE (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	325
F.1	Correlación de Pearson entre las variables relativas a los precios del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	327
F.2	Correlación de Pearson entre las variables relativas a la demanda y generación de electricidad globales del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	328
F.3	Correlación de Pearson entre las variables relativas a la demanda y generación de electricidad incluyendo renovables del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	329
F.4	Correlación de Pearson entre las variables relativas la generación de electricidad renovable y al desequilibrio de producción del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	330
F.5	Correlación de Pearson entre las variables relativas a los intercambios comerciales del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	331

G.1	Correlación de Pearson entre las variables relativas a los precios y la producción de energía eólica terrestre del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	334
G.2	Correlación de Spearman entre las variables relativas a los precios y la producción de energía eólica terrestre del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (<i>Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E</i>)	335
I.1	Evaluación del modelo Probit (2) completo en 2015 en función del valor del umbral (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	342
I.2	Evaluación del modelo Probit (2) completo en 2015 (<i>Fuente: Elaboración propia</i>)	343

Índice de tablas

2.1	Producción y demanda de electricidad en la región CWE	63
2.2	Evolución de la potencia solar y eólica instaladas en Alemania	68
4.1	Disponibilidad de los datos	103
4.2	Disponibilidad de los datos relativos a los intercambios comerciales . .	104
4.3	Posicionamiento relativo de Austria respecto al conjunto de la zona alemana (en promedio anual)	104
4.4	Fuentes de datos de sustitución	106
4.5	Acrónimos zonas de la región CWE	108
4.6	Variables cuantitativas relativas a los precios	109
4.7	Variables cuantitativas relativas a la demanda eléctrica	109
4.8	Variables cuantitativas relativas a la producción eléctrica	109
4.9	Variables cuantitativas relativas a la producción solar	110
4.10	Variables cuantitativas relativas a la producción eólica terrestre	110
4.11	Variables cuantitativas relativas a la producción eólica marina	110
4.12	Variables cuantitativas relativas a los intercambios comerciales trans- fronterizos	111
4.13	Correspondencia numérica para los grados de convergencia	112
4.14	Correspondencia numérica para los tipos de convergencia por zonas . .	113
4.15	Diferencias de precios entre países (variables cuantitativas)	113
4.16	Variables cuantitativas relativas al desequilibrio entre producción y de- manda	114
4.17	Variables categóricas relativas escalas temporales	115

4.18	Análisis de sensibilidad para establecer el valor de $Convergence_{CWE}$ entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018	116
4.19	Resumen de los datos relativos a los precios entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018	117
4.20	Resumen de los datos extraídos de la plataforma de transparencia de ENTSO-E entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 . .	122
4.21	Resumen de los datos relativos al diferencial entre producción y demanda* entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018	127
4.22	Análisis de la convergencia en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC	136
4.23	Indicadores para evaluar los modelos de estimación de la convergencia en la región CWE	152
5.1	Resultados test de Mann-Whitney para la convergencia absoluta	160
5.2	Análisis de clúster de la convergencia absoluta	164
5.3	Resumen estadístico de la diferencia de precios máxima en la región CWE	168
5.4	Resultados test de Mann-Whitney para la diferencia de precios máxima	169
5.5	Correlación de la diferencia de precios máxima en la región CWE (MAX_ - MIN_PRICE_DIFFERENCE) con las distintas diferencias de precio existentes en la región CWE	171
5.6	Correspondencia numérica para los grados de convergencia	173
5.7	Correspondencia numérica para los tipos de convergencia por zonas . .	177
5.8	Resultados de la significatividad estadística del análisis de clúster para los tipos de convergencia por zonas	178
6.1	Situaciones de convergencia tras la implementación del FBMC	190
6.2	Resultados del algoritmo de clasificación para la evolución de la convergencia total	192

6.3	Análisis de correlación de la convergencia absoluta $Convergence_{CWE}$ respecto al conjunto de variables explicativas (entre el 1 de enero de 2016 y 31 de diciembre de 2017) - Modelo <i>Random Fosrest</i>	207
6.4	Análisis de correlación de la convergencia absoluta $Convergence_{CWE}$ respecto al conjunto de variables explicativas (entre el 5 de mayo de 2015 y 31 de diciembre de 2018) - Modelo <i>Probit</i>	208
6.5	Parámetros usados en el experimento	209
6.6	Efecto del número de estimadores (esquema 1: ventana de tiempo deslizante de 12 meses)	210
6.7	Media de los resultados en diferentes escenarios (50 estimadores)	212
6.8	Importancia y desviación estándar de los atributos en los árboles aleatorios (RFs)	214
6.9	Eliminación Recursiva de los Atributos	216
6.10	Poder de discriminación, frecuencia y nivel medio de los atributos (ordenados por poder de discriminación)	219
6.11	Producción y demanda de electricidad en la región CWE	224
6.12	Estimación de los coeficientes del modelo Probit (1) completo	233
6.13	Estimación de los coeficientes del modelo Probit (2)	236
6.14	$R^2_{McFadden}$ de los modelos estimados	236
6.15	Evaluación del modelo Probit (2) completo según el valor del umbral con los mejores resultados de 2018	244
6.16	Evaluación del modelo Probit (2) completo según el valor del umbral con los mejores resultados de 2016-2017	245
6.17	Coefficientes considerados en cada modelo <i>Probit</i> estimado	258
6.18	Identificación del orden de clasificación de los coeficientes en la selección del modelo paso a paso de Probit (2) reducido (de acuerdo con el criterio BIC)	260
A.1	Acrónimos	313

D.1	Resumen de los datos extraídos de la plataforma de transparencia de ENTSO-E entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018	322
D.2	Resumen de los datos relativos a los precios entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018	322
D.3	Resumen de los datos relativos al desequilibrio entre producción y demanda entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018	323
H.1	Estimación de los coeficientes de los modelos completos	337
H.2	Estimación de los coeficientes de los modelos Probit (1)	338
H.3	Estimación de los coeficientes de los modelos Probit (2)	339
H.4	$R_{McFadden}^2$ de los modelos estimados	340
H.5	Mejores resultados de precisión para los distintos modelos estimados	340
H.6	Identificación del orden de clasificación de los coeficientes en la selección del modelo paso a paso de Probit (1) reducido (de acuerdo con el criterio BIC)	340

Capítulo 1

Introducción

El mercado europeo de la electricidad está viviendo una importante evolución, pasando progresivamente de un conjunto de mercados nacionales a un mercado único a nivel europeo. Esta transformación tiene como principal objetivo la construcción del Mercado Interior de la Energía (IEM, *Internal Energy Market*)¹ en el que la electricidad pueda intercambiarse libremente sin que se impongan restricciones técnicas y/o normativas. Esta evolución debe entenderse también como una respuesta al trilema de la energía con el que se pretende alcanzar tres objetivos que presentan algunas contradicciones entre sí: asegurar el suministro eléctrico, fomentar el desarrollo sostenible (principalmente mediante la integración de fuentes de energía renovable) y garantizar la asequibilidad de la electricidad.

Desde el punto de vista normativo, este cambio se ha ido desarrollando de forma progresiva desde 1996, año en el que la Unión Europea adoptó el primer paquete legislativo de la energía, (European Union (1997)). Desde entonces, ha habido otros paquetes energéticos: en 2003 y en 2009 se adoptaron el segundo y tercer paquete respectivamente (European Union (2003a, 2009a)) y, más recientemente, en 2019 se

¹El Mercado Interior de la Energía se refiere en realidad a los mercados de la electricidad y del gas, (European Parliament (2022)). Sin embargo, en el marco de la presente tesis debe entenderse que el término *energía* se refiere principalmente a la electricidad.

adoptó el cuarto y último paquete legislativo hasta la fecha, *The Clean Energy Package for All Europeans*², (European Union (2019a)). El objetivo principal de estas medidas ha sido introducir mecanismos competitivos y de mercado en el sector eléctrico, principalmente en las actividades relacionadas con la generación y la comercialización de la electricidad para, de esta forma liberalizar el mercado eléctrico europeo y construir gradualmente un mercado común. Desde el punto de vista técnico, la integración de los distintos mercados europeos nacionales es posible gracias a la interconexión física de las distintas redes de transporte de electricidad que históricamente se desarrollaron a nivel nacional. Con el paso de los años, los interconectores o interconexiones (que son las líneas eléctricas de transmisión que permiten interconectar distintas redes de transporte nacionales) han ido desarrollándose, pasando de ser elementos utilizados en caso de dificultades en la red eléctrica de un país, a ser elementos indispensables en la construcción del mercado europeo de la electricidad, permitiendo el intercambio de grandes cantidades de electricidad entre países.

En la práctica, la integración de los distintos mercados eléctricos nacionales se realiza mediante el acoplamiento de mercados. Esto significa que se considera de forma conjunta la producción y la demanda de electricidad en todos los mercados acoplados, a la vez que se tiene en cuenta la capacidad de intercambio de electricidad existente entre los distintos mercados (mediante los interconectores). Idealmente, la electricidad fluye a través de las interconexiones (desde el país en el que la electricidad es más barata hacia el país en el que es más cara) hasta que los precios se igualan. En este caso hay un único precio de la electricidad y la integración de los mercados es plena. Sin embargo, en muchos casos, la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones no es suficiente para que los precios puedan igualarse, produciéndose, en este caso, situaciones de congestión en las que el acoplamiento de mercados es imperfecto (aunque si es cierto que las diferencias de precios entre los dos países interconectados es menor de lo que sería en ausencia de acoplamiento de mercados).

²Paquete de la energía limpia para todos los europeos.

Además de la capacidad física de intercambio de la interconexión, la forma de calcular la capacidad de intercambio efectivamente disponible por parte de los gestores de la red de transporte de electricidad es muy importante. Además de para los intercambios transfronterizos de electricidad, las interconexiones se utilizan por parte de los gestores de la red de transporte para poder responder a situaciones de emergencia y, por ello, se establecen una serie de márgenes de seguridad y precaución que permitan gestionar la interconexión con seguridad.

La forma de gestionar las interconexiones es, por tanto, extremadamente importante ya que dicha gestión puede influir de forma muy significativa en la cantidad de electricidad que se puede intercambiar en el marco del mercado eléctrico europeo. En la Unión Europea, según el reglamento asociado a la gestión de las interconexiones (European Union (2015)), existen dos formas de calcular la capacidad de intercambio en las interconexiones: el método **ATC** (*Available Transmission Capacity*, Capacidad Disponible de Intercambio) y el mecanismo **FBMC** (*Flow-Based Market Coupling*, Acoplamiento de mercados mediante el método basado en los flujos de energía). Con el método ATC, la capacidad de intercambio disponible en la interconexión se calcula de forma individual para cada interconexión (lo que obliga a considerar márgenes de seguridad suficientes) mientras que con el mecanismo FBMC, se tienen en cuenta todas las interconexiones de forma simultánea para calcular la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones, resultando este cálculo mucho más ajustado y cercano a la realidad física de la red eléctrica. El mecanismo FBMC es, por tanto, mucho más complejo que el método ATC y requiere, además, una importante coordinación entre todos los actores del mercado eléctrico en el que se aplica este mecanismo. El primer método es el que se utiliza principalmente en la Unión Europea pese a que, según el reglamento anteriormente citado, el método FBMC es el preferible para gestionar la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones.

El mecanismo FBMC se implementó por primera vez en la Unión Europea en la región del Centro-Oeste Europeo o región CWE (*Central Western Europe*) el 21 de

mayo de 2015 para el acoplamiento del mercado diario (que es el principal mercado eléctrico, (Zweifel et al. (2017); ENTSO-E (2021)))³. Esta región está compuesta en la actualidad por Alemania, Austria, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Países Bajos y, hasta la fecha, es la única región en la que se aplica dicho mecanismo, aunque en el futuro debería extenderse a otras zonas como, por ejemplo, a los países escandinavos (Statnett (2017); Scandinavian TSOs (2020)) o a otros países de Europa central y del este (CWE and CEE Parties (2016); ENTSO-E (2022b)). También debería empezar a utilizarse en otros mercados de compraventa de electricidad como, por ejemplo, en el mercado intradiario (Central Western Europe National Regulatory Authorities (2015)).

El mecanismo FBMC utilizado para calcular la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones está llamado a extenderse a muchas regiones europeas. Sin embargo, este novedoso mecanismo resulta también bastante complejo para los actores del mercado eléctrico y, todavía en la actualidad, es difícil de entender para algunos de ellos (Van den Bergh et al. (2016); Kristiansen (2020); Finck (2021)). De esta forma, estudiar el comportamiento de este mecanismo tras su implementación en la región CWE resulta especialmente interesante, no sólo para analizar las evoluciones que se han dado en esta región sino también para permitir una mejora general de la comprensión del funcionamiento de este novedoso y complejo mecanismo a nivel europeo. Esto debería permitir también analizar la integración de los mercados eléctricos de forma más exhaustiva y completa.

Además de mejorar el entendimiento y las consecuencias de la aplicación de la metodología FBMC para la gestión de las interconexiones a nivel europeo, el estudio de la evolución del mercado eléctrico en la región CWE es especialmente interesante debido a la importancia que tiene esta región en Europa. Por un lado, destaca por su posicionamiento geográfico al situarse en el corazón de Europa y permitir de esta

³Antes de la introducción del mecanismo FBMC, esta región utilizaba el método ATC para el acoplamiento de mercados.

forma el enlace entre los mercados eléctricos del norte y del sur. Por otro lado, su peso en el mercado eléctrico europeo es particularmente relevante ya que cuenta con los dos máximos productores de electricidad de la Unión Europea, Francia y Alemania, y que producen más del 40 % de la electricidad de la Unión Europea.

Existen numerosos trabajos que se han interesado por la evolución de la integración de los mercados eléctricos en Europa. Sin embargo muchos de estos trabajos han considerado datos anteriores a la implementación del FBMC y además rara vez se ha tenido en cuenta el conjunto de la región CWE. Se pueden encontrar además investigaciones que estudian otros aspectos del sector eléctrico cuya relación con la integración del mercado eléctrico diario es especialmente estrecha como, por ejemplo, los mecanismos de capacidad, el desarrollo de las fuentes de energía renovable o el desarrollo de la flexibilidad en la red eléctrica. En el Capítulo 3 se presenta una recopilación de los principales trabajos realizados en este campo.

Dada la importancia que tiene la implementación del FBMC en la actualidad y la escasez de trabajos que analizan su impacto, estudiar la evolución de la integración de los mercados eléctricos en la región CWE tras la implementación del FBMC presenta un especial interés. Además de mejorar el entendimiento del novedoso y complejo mecanismo FBMC, este estudio debería contribuir a proporcionar métodos y enfoques que se puedan utilizar fácilmente en otras regiones para analizar el comportamiento y las consecuencias de la aplicación de dicho mecanismo.

Uno de los principales objetivos del FBMC es optimizar el bienestar social mediante una mejor integración de los mercados eléctricos. Como se ha mencionado anteriormente, una mejor integración de los mercados eléctricos implica un mayor nivel de convergencia de precios, es decir, de situaciones en las que los precios de las distintas zonas interconectadas se igualan en el mercado diario⁴. Así, la convergencia de precios se traduce en situaciones en las que el acoplamiento de mercado se realiza correcta-

⁴Es decir, convergen.

mente y la falta de convergencia se da cuando el acoplamiento de mercados no se efectúa adecuadamente y se producen situaciones de congestión. Por tanto, considerar la convergencia de precios para estudiar el nivel de integración de los mercados eléctricos interconectados se presenta como una elección adecuada. Además, de acuerdo con trabajos anteriores, esta variable resulta ser idónea para estudiar la integración de los mercados eléctricos, (Keppler et al. (2016); Gugler et al. (2016)).

Por estas razones, en este trabajo se considera la convergencia de los precios para estudiar los efectos de la implementación del mecanismo FBMC en la región CWE respecto al acoplamiento de los mercados que la componen.

En primer lugar, la convergencia de precios se utiliza para analizar las consecuencias de la implementación del mecanismo FBMC respecto a la integración de los mercados en la región CWE. Para ello, se comparan los niveles de convergencia antes y después de la implementación de este mecanismo. El objetivo de este primer análisis es determinar si ha existido una mejora o no del nivel de integración de los mercados eléctricos en la región CWE. Los resultados asociados a este análisis se detallan en el Capítulo 5.

En segundo lugar, la convergencia de precios en la región CWE tras la implementación del FBMC junto con otros datos del mercado eléctrico se utilizan para tratar de entender mejor cómo funciona la integración de los mercados con este nuevo mecanismo. El objetivo de este análisis es identificar los principales factores de la congestión y, por tanto, de freno a la integración de los mercados, en la región CWE. Esto debería permitir a los responsables políticos de la integración de los mercados, así como a los principales actores del mercado eléctrico europeo, entender mejor el funcionamiento del novedoso y complejo mecanismo FBMC. La identificación de los principales factores de congestión ayudaría a detectar las líneas de actuación para mejorar de forma eficaz la integración de los mercados en la región CWE. En el Capítulo 6 se presentan los resultados vinculados a este eje de investigación.

Por último, es importante indicar que otro de los objetivos del presente trabajo consiste en proponer una metodología de análisis que se pueda adaptar fácilmente a otras regiones para poder, así, aprovechar eficazmente los principales resultados obtenidos en el marco de esta investigación.

Para llevar a cabo el presente estudio, es fundamental disponer de los datos relativos al mercado eléctrico de la región CWE. Los datos necesarios para realizar este trabajo se han extraído de la plataforma de transparencia de ENTSO-E (ENTSO-E (2021)), la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, que desde el 5 de enero de 2015 pone a disposición de forma abierta un gran número de datos relativos a los mercados eléctricos europeos. Los aspectos técnicos y normativos relativos a esta plataforma de transparencia⁵ pueden encontrarse en el reglamento de la Unión Europea asociado, (European Union (2013)).

A partir de esta plataforma de datos se extraen un cierto número de variables relativas al mercado eléctrico de los distintos países que componen la región CWE. En primer lugar, se extraen los precios del mercado eléctrico diario para poder calcular la convergencia (o no) de precios en la región CWE así como otras variables relativas a situaciones intermedias de convergencia. En segundo lugar, se extraen otras variables relevantes en el contexto del mercado eléctrico diario de la región CWE como las previsiones de generación y consumo de electricidad, los intercambios comerciales de electricidad y las previsiones de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable (eólica y solar).

Una vez extraídos, estos datos se corrigen y se completan, si fuera necesario, para introducirlos en la base de datos que se utiliza para llevar a cabo los análisis del presente estudio. Este proceso permite obtener una base de datos completa capaz de describir el funcionamiento del mercado eléctrico de la región CWE, para cada hora del día, entre el 5 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2018, siendo esta base de

⁵En particular se puede encontrar información sobre los tipos de datos que se deben incluir en ella así como sobre la fecha de disponibilidad de los mismos.

datos la que se utiliza para alcanzar los objetivos anteriormente descritos.

En primer lugar, la base de datos previamente mencionada se utiliza para estudiar si la implementación del FBMC ha permitido mejorar la convergencia en la región CWE. Debido a la disponibilidad de los datos y a la estacionalidad del mercado eléctrico, este análisis se centra en comparar la convergencia durante los primeros meses del año 2015 (antes de la implementación del mecanismo FBMC) con la convergencia durante los primeros meses del año 2016, 2017 y 2018 (posteriores a la implementación del FBMC). Además de considerar la convergencia absoluta de precios, se consideran las situaciones intermedias de convergencia así como las diferencias de precio entre países para completar y mejorar este análisis.

En segundo lugar, la base de datos se utiliza para construir dos modelos cuyo principal objetivo es entender cómo funciona el FBMC en el marco de la integración de los mercados eléctricos. Se consideran modelos de tipo *Random Forest* (Bosque Aleatorio) por un lado, y un modelo de tipo *Probit*, por otro. En ambos casos se utilizan datos posteriores a la implementación del FBMC y se trata de predecir el valor de la convergencia en la región CWE considerando el resto de las variables de la base de datos como variables explicativas. La convergencia puede tomar dos valores, 1 cuando hay convergencia y 0 cuando no la hay (es decir, cuando hay congestión). Los modelos predictivos construidos de esta forma permiten identificar los principales factores de la congestión (y también de la convergencia) en la región CWE. Los dos modelos no utilizan exactamente las mismas variables explicativas (en el caso del modelo *Random Forest* no se incluyen los datos relativos a las fuentes de energía renovable), pero el hecho de considerar dos modelos de distinta naturaleza contribuye a fortalecer la robustez de los resultados que de ellos se derivan.

Las diferentes etapas descritas anteriormente y asociadas a la metodología aplicada en el presente trabajo, se describen con más detalle en el Capítulo 4.

La aplicación de la metodología descrita más arriba ha permitido obtener dos

resultados especialmente relevantes.

Por un lado, se ha podido comprobar y demostrar la importante mejora que se da respecto a la evolución de la convergencia con la implementación del FBMC. Esta evolución se da tanto desde el punto de vista de la convergencia absoluta como desde el punto de vista de la reducción de las diferencias de precio en el seno de la región CWE. Todos estos análisis se presentan de forma detallada en el Capítulo 5.

Por otro lado, esta investigación ha permitido identificar con éxito los principales factores de la congestión en la región CWE tras la implementación del FBMC. Tanto el modelo *Random Forest* como el modelo *Probit* muestran el importante rol de Francia y Alemania, los principales productores de electricidad de la Unión Europea. Los intercambios comerciales desde Francia hacia Alemania permiten identificar de forma muy eficaz las situaciones de congestión que se dan en la región CWE. Cuando estos intercambios existen, suelen darse situaciones de convergencia mientras que lo contrario ocurre cuando estos intercambios son demasiado bajos o inexistentes. Esto puede entenderse de forma más clara considerando con más detalles otros aspectos relativos al funcionamiento del mercado eléctrico en Alemania y en Francia. Por ejemplo, los elevados niveles de producción de electricidad en Alemania (coincidentes con altos niveles de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable) suelen asociarse a un mayor nivel de congestión en la región CWE. Lo contrario ocurre con la producción de electricidad en Francia (principalmente producida a partir de energía nuclear) que tiende a favorecer situaciones de convergencia. Sin embargo, el consumo de electricidad en Francia sí que tiene un efecto negativo respecto a la convergencia de precios en la región CWE ya que cuando este aumenta demasiado, es frecuente que se den situaciones de congestión. El conjunto de los resultados asociados a este apartado de la investigación puede encontrarse en el Capítulo 6.

Además, es importante señalar que los resultados obtenidos con el modelo *Random Forest* se han publicado en el siguiente artículo *Integration in the European electricity*

market: A machine learning-based convergence analysis for the Central Western Europe region, publicado en la revista *Energy Policy*, (Saez et al. (2019)); y que los resultados obtenidos con el modelo *Probit* se han publicado en el artículo *Electricity market integration and impact of renewable energy sources in the Central Western Europe region: Evolution since the implementation of the Flow-Based Market Coupling mechanism*, publicado en la revista *Energy Reports*, (Corona et al. (2022)).

Los resultados obtenidos gracias a este trabajo de investigación han permitido sacar importantes conclusiones respecto al funcionamiento del novedoso y complejo mecanismo FBMC.

Por una parte, se ha podido comprobar que el FBMC ha permitido mejorar de forma sustancial la convergencia en la región CWE en el marco del mercado diario de la electricidad, que es el principal mercado de compraventa de electricidad. Esto confirma, por tanto, las mejoras que se pueden esperar de la aplicación del mecanismo FBMC respecto a la integración de los mercados, lo cual debería alentar a los responsables nacionales de política energética y a los distintos actores del mercado eléctrico a seguir implementando dicho mecanismo en el resto de regiones Europeas.

Por otra parte, con la identificación de los principales esquemas que llevan a situaciones de congestión en la región CWE, los resultados de este trabajo pueden ser utilizados para mejorar de forma efectiva la integración de los mercados de la región CWE. Las principales conclusiones derivadas del presente estudio y que se refieren principalmente a lo que ocurre en Francia y Alemania están en línea con los aportaciones de otras investigaciones: es necesario aumentar la capacidad de intercambio en las interconexiones para poder crear un mercado único plenamente integrado a nivel europeo y facilitar también la integración de las fuentes de energía renovable, (Huppmann and Egerer (2015); Janda et al. (2017)). Estas conclusiones, así como los modelos desarrollados en el marco de la presente investigación, pueden ser usados por los que toman las decisiones en cuestiones de política energética así como por los principales

participante en el mercado eléctrico para tomar decisiones que permitan mejorar de forma eficiente la integración de los mercados eléctricos en la región CWE. Es además posible extender fácilmente el desarrollo y la puesta en práctica de estos modelos a otras regiones europeas si fuera necesario, requiriéndose únicamente los datos del mercado eléctrico relativos a los países que componen dichas regiones.

Este trabajo demuestra además la importancia que tiene la cooperación a nivel regional, en este caso en la región CWE, para construir un mercado de la electricidad plenamente integrado a nivel europeo. La cooperación regional es justamente uno de los aspectos que se destacan en el reglamento de la Unión Europea relativo al mercado interior de la electricidad, (European Union (2019d)). En esta investigación, se destacan también las relaciones que tiene la integración del mercado diario de la electricidad con otros aspectos relevantes del funcionamiento del sector eléctrico en Europa y que fácilmente pueden situarse respecto al trilema de la energía mencionado al principio de esta introducción, como por ejemplo el desarrollo de las energías renovables, los mecanismos de capacidad para asegurar el suministro de electricidad en todo momento o la mayor flexibilidad del sistema eléctrico. Estas relaciones abren además numerosas líneas de investigación para trabajos futuros.

El presente documento de tesis se estructura de la siguiente forma. El Capítulo 2 incluye una descripción general del sector eléctrico en Europa, así como un resumen de la organización del mercado eléctrico en la región CWE. A continuación, en el Capítulo 3 se puede encontrar una recopilación de los principales trabajos de investigación relacionados con el estudio de la integración de los mercados eléctricos en la región CWE. En el Capítulo 4 se presenta la metodología empleada en esta tesis para llevar a cabo el estudio de la evolución del mercado eléctrico. En el Capítulo 5 se analizan los resultados relativos al estudio de la evolución de la convergencia de precios tras la implementación del mecanismo de acoplamiento de mercados FBMC. El Capítulo 6 explica y presenta los modelos *Random Forest* y *Probit*, empleados con el objetivo de identificar y entender cuáles son los principales factores de la convergencia de precios

y de la congestión en la red eléctrica de la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC. Por último, las principales conclusiones que se pueden extraer de esta tesis, así como las posibles líneas de investigación futuras para ampliar y extender los resultados expuestos quedan recogidas en el Capítulo 7.

Capítulo 2

Descripción del mercado eléctrico

Este capítulo presenta una descripción general del sector eléctrico en Europa así como de su profunda e intensa evolución de los últimos años, tanto desde un punto de vista descriptivo como reglamentario. Además de introducir los principales aspectos del sector eléctrico, este capítulo permite describir de forma más detallada los elementos relativos a los mercados de compraventa de electricidad en la Unión Europea, centrándose en el mercado diario o *spot* que es el mercado de referencia en el mercado eléctrico y el que permite fijar los precios de un día para otro y para cada una de las horas del día. Por último, esta presentación se centra en la región del Centro-Oeste Europeo (región CWE¹), región en la que los cambios acontecidos en el mercado *spot* en los últimos años han sido especialmente significativos.

El objetivo de este capítulo es, por tanto, situar el marco en el que se desarrolla el trabajo de investigación llevado a cabo en esta tesis.

¹Por sus siglas en inglés, *Central Western Europe*.

Contenido

2.1	Sector eléctrico en Europa	16
2.1.1	Organización del sector eléctrico	16
2.1.2	Marco reglamentario europeo y evolución del mercado eléctrico en Europa	22
	Directivas en el sector eléctrico	23
	Reglamentos en el sector eléctrico	27
	Directivas y Reglamentos del <i>Clean Energy Package</i>	30
2.1.3	Ajuste de la potencia instalada	32
	Caso específico de las energías renovables	33
	Mecanismos de capacidad	36
2.2	Mercado eléctrico en Europa	39
2.2.1	Compraventa de electricidad	39
2.2.2	Funcionamiento de los mercados diarios de compraventa de electricidad	43
2.2.3	Acoplamiento de mercados eléctricos en Europa	47
	Explicación teórica del acoplamiento de mercados	47
	Puesta en práctica del acoplamiento de mercados en Europa	53
2.3	Organización del sector eléctrico y del mercado diario en la región CWE	58
2.3.1	Evolución y posicionamiento del mercado eléctrico en la región CWE	59
2.3.2	Descripción del sector eléctrico en la región CWE	63
2.3.3	Mecanismo FBMC para el acoplamiento de los mercados diarios de la electricidad en la región CWE	68

Explicación e implementación del mecanismo FBMC en la región CWE	68
Interés del estudio del mecanismo FBMC para el acopla- miento de los mercados diarios	72

2.1. Sector eléctrico en Europa

La energía, y más exactamente el acceso a la energía, es uno de los aspectos fundamentales para el bienestar y el desarrollo de las sociedades modernas. La electricidad es un tipo específico de energía que ocupa un lugar especialmente importante en el funcionamiento de nuestra sociedad y que además está llamada a ocupar un lugar cada vez más esencial en nuestra organización y en nuestro modo de vida. En este trabajo, el término *energía* deberá entenderse en la mayor parte de los casos como *energía eléctrica* o *electricidad*.

A continuación, se presentan los principales aspectos relacionados con el sector eléctrico en Europa.

2.1.1. Organización del sector eléctrico

La electricidad se puede considerar como una *commodity* que se intercambia generalmente en el mercado eléctrico. La electricidad presenta una particularidad muy importante respecto a otras *commodities* energéticas como el carbón o el gas, y es que no puede almacenarse de forma viable a gran escala². De este modo, es fundamental que la organización del sector eléctrico permita equilibrar en todo momento la producción y el consumo de electricidad.

Con el objetivo de garantizar este equilibrio entre generación y demanda de electricidad, el sector eléctrico se organiza en torno a cuatro actividades principales (Zweifel et al. (2017)): la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de la electricidad. A continuación se describen brevemente cada una de estas actividades.

²Aunque existen en la actualidad medios para almacenar la electricidad, como las centrales hidroeléctricas de bombeo o las baterías eléctricas, su capacidad de almacenamiento es muy limitada respecto al conjunto del sistema eléctrico (principalmente por razones técnicas y/o económicas). En el futuro, sin embargo, estos sistemas de almacenamiento sí que deberían ir cobrando cada vez mayor importancia.

La **generación** consiste en las actividades relacionadas con la producción de electricidad. Dicha producción se realiza principalmente en centrales de producción, como las centrales nucleares, hidroeléctricas, de carbón, de gas, de biomasa, las plantas solares, eólicas, etc. Cada tipo de central tiene sus propias características técnicas y económicas, en particular respecto a los costes (fijos y variables), a la maniobrabilidad (en qué medida la central puede variar la cantidad de electricidad que produce y en cuanto tiempo) y a la disponibilidad (si se trata de un medio de producción manejable o no³). Desde un punto de vista histórico, la generación de electricidad ha ido evolucionando de un sistema muy centralizado con grandes centrales produciendo importantes cantidades de electricidad a un sistema mucho más descentralizado y en el que los medios de producción suelen ser mucho más pequeños.

El **transporte** de electricidad consiste en la transmisión de electricidad por la red de transporte, es decir, por la red de alta tensión. Dicha red es la que se utiliza para conectar a los grandes productores (como grandes centrales) con los grandes consumidores (industrias, por ejemplo) y con la red de distribución que se encuentra cerca de los consumidores finales (y cuyo funcionamiento se describe en el siguiente párrafo). Esta red eléctrica recorre, por tanto, amplios espacios geográficos. La alta tensión permite el transporte de larga distancia de la electricidad sin tener pérdidas excesivas de energía.

La **distribución** de electricidad consiste en la transmisión de electricidad desde la red de transporte (o desde pequeñas centrales de producción) hasta los consumidores finales (hogares, comercios, etc.). Es, por tanto, similar en su misión a la red de transporte pero en un marco y con unas características técnicas diferentes. Por ejemplo, la tensión de la red de distribución es mucho menor que la de la red de transporte, solándose hablar de media y baja tensión en el caso de estas redes. Además, la complejidad de estas redes es mucho mayor ya que debe llegar a todos y cada uno de los

³Por ejemplo, una planta de producción de energía solar depende de que haya sol o no para producir electricidad y eso es algo que no se puede controlar.

consumidores finales de electricidad.

Por último, la **comercialización** consiste en el suministro y venta de electricidad a los consumidores o clientes finales. Concretamente, los comercializadores son entidades que tienen acceso a las redes de transporte y de distribución para adquirir energía que a continuación pueden vender a los consumidores u otros actores o participantes del sistema.

La Figura 2.1 ilustra de forma simplificada la organización del sector eléctrico en torno a las cuatro actividades descritas anteriormente: generación, transporte, distribución y comercialización.

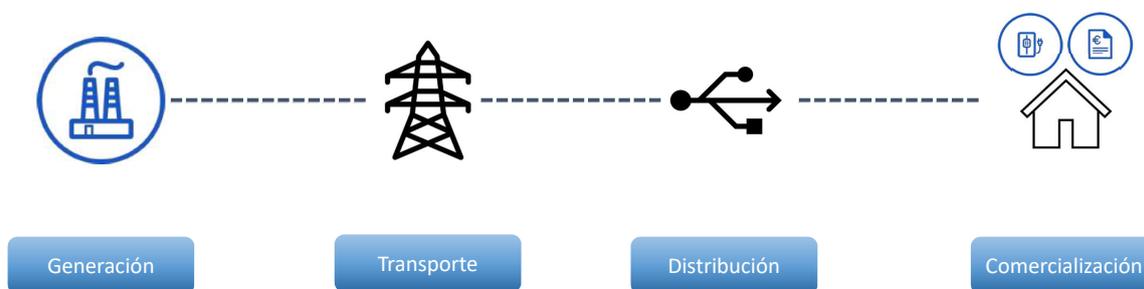


Figura 2.1: Organización de las actividades del sector eléctrico (*Fuente: Elaboración propia*)

Históricamente, y en muchos países europeos, estas distintas actividades del sector eléctrico se han llevado a cabo de forma monopolística por una única empresa (muchas veces pública) integrada verticalmente. Desde los años 90, la liberalización progresiva del sector eléctrico en Europa (y en la Unión Europea en particular) ha hecho que estas empresas integradas verticalmente hayan ido desapareciendo a la vez que se ha ido introduciendo y desarrollando la competencia en el sector. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la introducción de la competencia no ha sido uniforme en los distintos campos de actividad del sector eléctrico. En efecto, las actividades de transporte y de distribución se consideran actualmente como monopolios naturales en un territorio dado y por ello no existe competencia en estas dos actividades del sector eléctrico. La competencia si ha sido introducida en las actividades de comercialización

y de generación aunque en menor medida en este último caso debido a las dificultades que implica el ejercicio de dicha actividad en la práctica (construcción de centrales, por ejemplo).

De esta forma y para que los distintos actores puedan intercambiar electricidad (el bien de interés en este caso) se han ido introduciendo distintos mecanismos de mercado en el sector eléctrico. Por su naturaleza, estos mecanismos se encuentran en las actividades en relación con la generación y la comercialización y no en el caso del transporte y la distribución, actividades en las que hay monopolio. Es también importante señalar que una misma empresa puede en la actualidad ejercer actividades de generación y de comercialización de forma simultánea pero en ningún caso puede ejercer también actividades de transporte y/o distribución directamente. En la práctica, las empresas o sociedades que se ocupan de las redes de transporte y/o distribución son filiales o sociedades que pertenecen a grupos energéticos más grandes pero con una separación (a nivel contable, jurídico, de compartir información, autonomía de decisión, etc.) prácticamente total. Con el objetivo de garantizar la transparencia y la no discriminación en las actividades ejercidas en los monopolios del transporte y la distribución de electricidad, la separación también debe ser total entre las actividades de transporte y de distribución.

Con esta evolución y esta separación de actividades en el sector eléctrico, el número y la categoría de los actores ha ido aumentando considerablemente a lo largo de los últimos años. A continuación, se presentan las principales categorías de actores del sector eléctrico así como de sus principales funciones:

- **Productores:** se trata de los que poseen medios de producción de electricidad y que físicamente generan electricidad (Iberdrola, EDF, E-ON, etc.).
- **Comercializadores:** son los que ejercen la actividad de comercialización, comprando electricidad en los mercados a los productores u otros intermediarios y vendiéndosela a los consumidores finales u otros intermediarios. En general, y

aunque no siempre sea el caso, los productores suelen ser también comercializadores (como en el caso de los citados anteriormente). Además, existen numerosas empresas que se dedican únicamente a la actividad de comercialización.

- **Operadores de mercado:** son aquellos que se encargan de organizar el mercado eléctrico, principalmente de compraventa de electricidad (EPEX , OMI (Operador del Mercado Ibérico), GME (*Gestore dei Mercati Energetici*) o Nord Pool, véase Lam et al. (2018)). En inglés, los operadores de mercado se denominan *Power Exchange* (PX).
- **Gestores de Red de Transporte:** los responsables de operar y mantener la red de transporte de electricidad (alta tensión) en un territorio dado (suele ser a la escala de un país). En la práctica, son los responsables de mantener en todo momento el equilibrio entre producción y demanda de electricidad en la zona en la que operan y son los que se encargan también del mantenimiento, renovación y ampliación de la red eléctrica de transporte. Para facilitar y acelerar la implementación del mercado interno a nivel europeo armonizando las distintas reglas aplicadas por los gestores de la red y favoreciendo la cooperación, existe la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad: ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Algunos ejemplos de gestores de la red de transporte (TSO, *Transmission System Operator*) son los siguientes: REE (Red Eléctrica de España) en España, RTE (*Réseau de Transport d'Électricité*) en Francia, Elia en Bélgica, TENNET en Países Bajos y Alemania, etc.
- **Gestores de Red de Distribución:** se refiere a los responsables de operar y mantener la red de distribución de electricidad (media y baja tensión) en un territorio dado (suele tratarse de un territorio más pequeño que el gestionado por los TSOs). Su papel es, por tanto, similar al de los gestores de la red de transporte pero a nivel de las redes de distribución. Muy recientemente, y de forma similar a ENTSO-E (en el caso del transporte de electricidad), se ha creado una asociación

a nivel europeo para los gestores de la red de distribución: EU DSO Entity (Entidad de la Unión Europea de gestores de la red de distribución, *European Union Distribution System Operator Entity*). Algunos ejemplos de gestores de la red de distribución (DSO, *Distribution System Operator*) son los siguientes: i-DE (perteneciente al grupo Iberdrola), ENEDIS (perteneciente a EDF), etc.

- **Reguladores Nacionales de la Energía:** son las autoridades responsables de que la evolución del mercado eléctrico en los distintos países se realice de acuerdo con la normativa europea. La independencia de estos reguladores es una de las características más importantes que deben presentar para garantizar el buen cumplimiento de su misión (European Union (2009b)). Al igual que en el caso de los gestores de la red de transporte y de distribución, existe una agencia en la que se agrupan los Reguladores Nacionales de la Energía, se trata de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía: ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*). Esta agencia permite también controlar la actividad de los distintos Reguladores Nacionales de la Energía que la componen. Algunos ejemplos de reguladores son los siguientes: CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) en España, CRE (*Commission de Régulation de l'Énergie*) en Francia, BNetzA (*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*) en Alemania, etc.

Las actividades que desempeñan los distintos actores del sector eléctrico se realizan dentro de un marco legislativo a nivel europeo que se describe en el Apartado 2.1.2. Este contexto legislativo, así como su evolución a lo largo de los últimos años, es fundamental para entender como ha ido cambiando el sector eléctrico europeo y como debería seguir evolucionando en el futuro. Además de los aspectos legislativos, es también muy importante tener en cuenta que todos estos cambios se deben, en gran medida, a la revolución tecnológica que se ha vivido en este sector, tanto en el desarrollo de nuevos medios de producción como en el desarrollo de nuevos servicios y soluciones basados en las nuevas tecnologías de la comunicación y del tratamiento masivo de datos.

2.1.2. Marco reglamentario europeo y evolución del mercado eléctrico en Europa

Para entender la evolución y la organización actual del sector eléctrico en Europa es fundamental identificar y describir el marco legislativo, a nivel europeo, que rige el funcionamiento de dicho sector. Los cambios que se han introducido en el sector eléctrico a lo largo de los últimos 25 años son muy significativos y han permitido liberalizar progresivamente dicho sector. Estos cambios han contribuido también de forma decisiva a fortalecer los vínculos de las actividades que se desarrollan en el sector de la electricidad (y en el sector energético en general) a nivel europeo, pasando poco a poco de una visión nacional a una visión común europea sobre la organización del sector eléctrico. Es también importante indicar que esta transformación se inscribe dentro del marco del trilema del sector eléctrico con respecto a la garantía del suministro, el desarrollo sostenible y la asequibilidad de la electricidad (Newbery (2016)).

Los principales objetivos de la transformación que está viviendo el sector de la electricidad en Europa y que permiten entender el sentido de los cambios introducidos en la reglamentación a nivel europeo son los siguientes (European Union (2018d)):

1. **Mercado Interior de la Energía:** desarrollo de un mercado único europeo de la energía (y por tanto de la electricidad) lo más integrado y digitalizado posible para tener de este modo energía a precios competitivos en el conjunto de países de la Unión Europea (desarrollo de las interconexiones, mayor flexibilidad del sistema, cooperación entre actores, etc.)
2. **Descarbonización:** reducción drástica de las emisiones de gases de efecto invernadero (CO_2 en particular) con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática de aquí al 2050. El papel de las fuentes de energía renovable es fundamental para alcanzar dicho objetivo⁴.

⁴En especial destaca el papel que van a jugar en el futuro las energías marinas con la energía eólica marina a la cabeza (European Commission (2020)).

3. **Eficiencia energética:** reducción del consumo de energía principalmente mediante la mejora del aislamiento de los edificios.
4. **Seguridad energética:** garantizar el acceso a la energía mediante la diversificación de las fuentes de energía, la cooperación a nivel regional entre mercados interconectados y una mayor flexibilidad del sistema.

A continuación se presentan los principales textos legislativos a nivel europeo, tanto directivas como reglamentos, que permiten describir de forma detallada las evoluciones que se han dado en Europa a lo largo de los últimos años, así como el panorama actual del sector eléctrico.

Directivas en el sector eléctrico

En primer lugar, la Figura 2.2 permite visualizar las directivas europeas asociadas a los principales paquetes legislativos que ha habido en Europa en los últimos años en el sector de la electricidad. Estas directivas se centran principalmente en el mercado interior de la electricidad ya que constituye la columna vertebral de este sector. Desde que se comenzó a liberalizar el mercado de la electricidad ha habido un total de cuatro paquetes legislativos. El primero en 1996 (European Union (1997)), el segundo en 2003 (European Union (2003a)), el tercero en 2009 (European Union (2009a)) y el cuarto y último hasta la fecha, conocido como *The Clean Energy Package for All Europeans*⁵, en 2019 (European Union (2019a)). El quinto paquete legislativo relacionado con la energía, conocido como *The European Green Deal*⁶ ya se ha empezado a debatir (European Parliament (2022)).

El principal objetivo de estas iniciativas legislativas ha sido crear y fomentar el de-

⁵Paquete de la energía limpia para todos los europeos. Hasta este último paquete legislativo, todos los paquetes contaban con una directiva para el gas y otra para la electricidad, sin embargo, este último paquete no cuenta con una directiva para el gas mientras si que conserva una directiva específica para la electricidad. De este modo, se pone de manifiesto la gran importancia y especificidad que tiene el sector eléctrico en el marco de la Unión Europea.

⁶El acuerdo verde europeo.

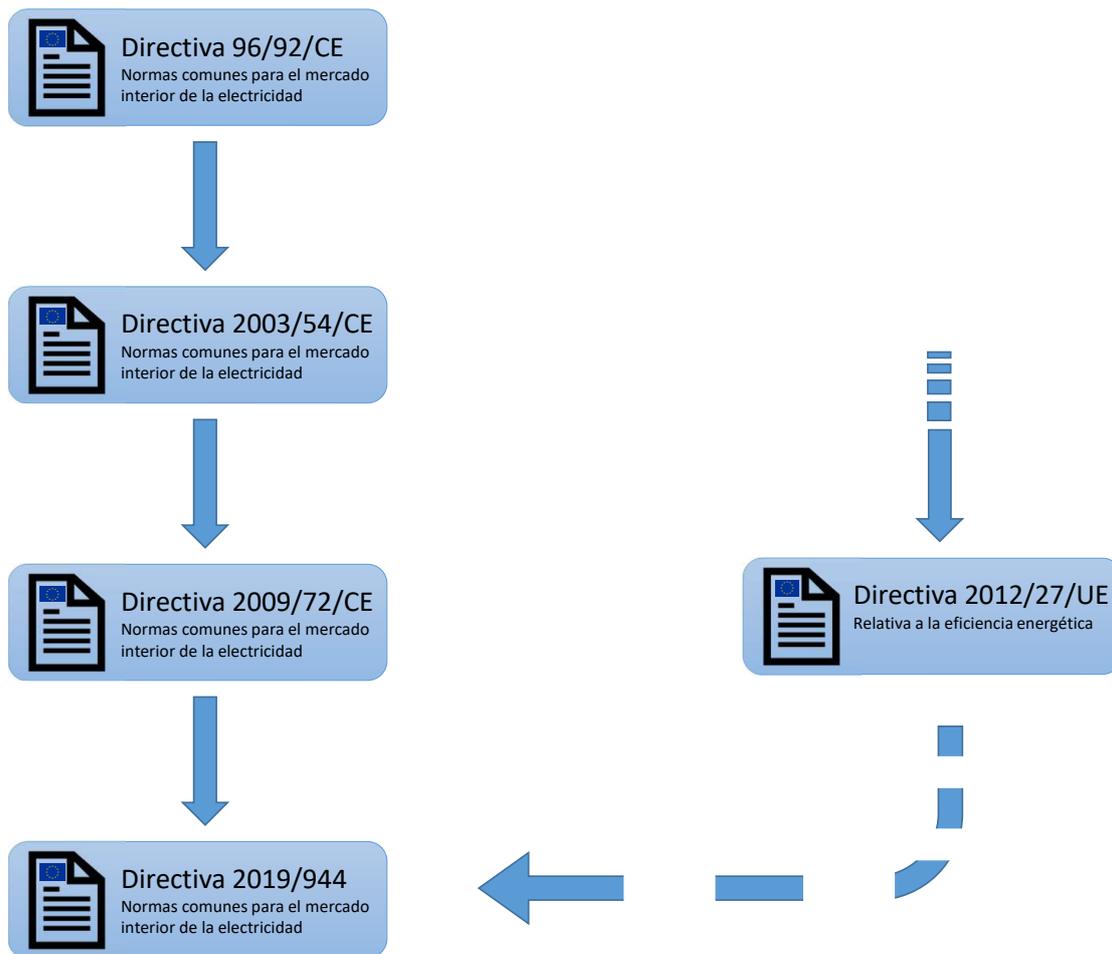


Figura 2.2: Historia de las Directivas relativas al mercado interior de la electricidad (*Fuente: Elaboración propia*)

sarrollo de un mercado único en el sector eléctrico mediante la liberalización progresiva de los mercados eléctricos europeos. Esto es lo que está permitiendo el desarrollo del Mercado Interno de la Energía⁷. Con estos paquetes legislativos se ha ido introduciendo progresivamente la competencia en las actividades de generación y de comercialización, actividades que en muchos casos se habían estado desarrollando de forma monopolística por empresas integradas verticalmente en un territorio dado (y a menudo a nivel nacional). Esto significa que una misma empresa está presente en varios campos de actividad relacionados con el sector eléctrico. La introducción de mercados competitivos en las actividades de producción y de suministro de electricidad se ha producido

⁷Se recuerda que en el marco de esta tesis debe entenderse que el término *energía* se refiere principalmente a la electricidad pero de forma más amplia podría incluirse también el gas.

a la vez que se conservaba un monopolio en las actividades de transporte y de distribución, que se consideran como monopolios naturales (Zweifel et al. (2017)). Se tiene en cuenta además que la introducción de la competencia en estas dos actividades es necesaria para garantizar algunas de las libertades mencionadas en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (European Union (2012a)), como la libertad de circulación de mercancías o la libre prestación de servicios. Estas distinciones, cada vez más marcadas entre las distintas actividades en el sector eléctrico, han llevado además a eliminar progresivamente la existencia de empresas verticalmente integradas ya que se considera que podrían existir conflictos de intereses si no se llevara a cabo esta separación. Esta desintegración de las empresas verticalmente integradas ha sido progresiva y eso puede verse, en particular, en el caso de la actividad relacionada con el transporte de electricidad. El primer paquete legislativo exigía una separación contable entre las actividades relacionadas con el transporte y el resto de actividades mientras que el segundo paquete legislativo exigía que dicha separación fuera también jurídica (European Union (1997, 2003a)). En las directivas sucesivas, la exigencia de independencia (así como de las formas de asegurarse de dicha independencia) de los gestores de la red de transporte ha ido acentuándose y se ha ido extendiendo también progresivamente hacia los gestores de la red de distribución (pero a un ritmo menor que en el caso de las actividades ligadas al transporte de electricidad), (European Union (2009a, 2019a)).

Además de la introducción de mecanismos competitivos en las actividades de producción y de suministro de electricidad, estas directivas han ido introduciendo importantes cambios en el sector eléctrico. Por ejemplo, destaca el papel cada vez más importante que se le da al uso y al desarrollo de las interconexiones entre las distintas redes de transporte de electricidad de los países europeos. Las interconexiones permiten conectar físicamente redes de transporte de electricidad que históricamente se habían desarrollado a nivel nacional y la cantidad de electricidad que permiten intercambiar es limitada. De este modo, es frecuente alcanzar los límites físicos de intercambio de

electricidad y, en estos casos, se dan situaciones de congestión. La forma de gestionar estas congestiones ha ido cobrando también una importancia cada vez mayor en las directivas sucesivas. De forma general, se destaca el rol fundamental que tienen las interconexiones para crear el mercado interior de la electricidad en Europa, para fomentar la integración de las energías renovables y para aumentar la flexibilidad y la seguridad del sistema eléctrico.

La última directiva aprobada hasta la fecha (European Union (2019a)) ahonda en todos los cambios mencionados anteriormente y añade algunos puntos nuevos. Entre ellos, conviene destacar el papel cada vez más importante que los consumidores están llamados a tener en la evolución del sector eléctrico en Europa, hablándose de *Empoderamiento y protección del consumidor*⁸. Este rol cada vez más activo de los consumidores es posible gracias a la generalización de los contadores inteligentes de electricidad en el territorio europeo. En efecto, este tipo de contadores proporciona un gran número de datos que pueden utilizarse para optimizar el consumo de electricidad, para proponer nuevas ofertas más adaptadas por parte de los comercializadores, etc. Esta directiva garantiza también un marco legislativo favorable a la creación de comunidades locales energéticas, las llamadas *Comunidades Ciudadanas de Energía* y que refuerzan de igual modo el papel que juegan los consumidores finales. Estos cambios explican también el hecho de que los gestores de las redes de distribución cobren un mayor protagonismo con esta directiva ya que son los encargados de gestionar estos contadores inteligentes (y de los datos asociados) y en muchos casos juegan también un papel importante en la constitución de las *Comunidades Ciudadanas de Energía*. Los cambios anteriormente mencionados afectan a aspectos relacionados con los contadores de electricidad y los derechos de los consumidores que estaban anteriormente incluidos en la Directiva 2012/27/UE (European Union (2012b)), lo que explica la flecha discontinua que aparece en la Figura 2.2.

⁸Véase el Capítulo III de European Union (2019a) para más información.

Reglamentos en el sector eléctrico

En segundo lugar, la Figura 2.3 permite visualizar los reglamentos europeos asociados a los principales paquetes legislativos vinculados a la evolución del sector eléctrico en Europa. De igual modo que las directivas, los reglamentos son actos legislativos vinculantes a nivel europeo pero, a diferencia de estas que tan solo establecen una serie de objetivos que se deben cumplir, los reglamentos deben aplicarse en su integridad dentro de la Unión Europea (Unión Europea (2022b)). Además de incluir los reglamentos directamente ligados a los paquetes legislativos mencionados anteriormente, la Figura 2.3 presenta otros reglamentos estrechamente ligados al desarrollo del sector eléctrico en Europa que se presentan a continuación.

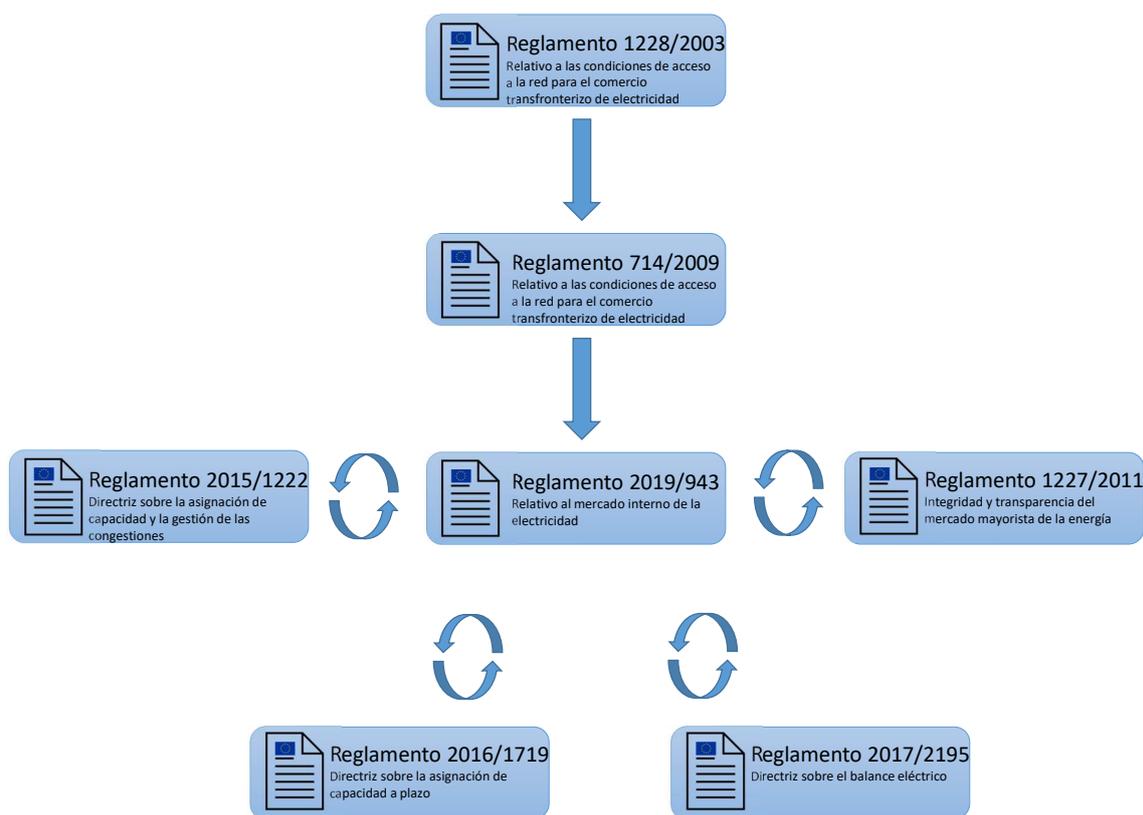


Figura 2.3: Historia de los Reglamentos relativos al mercado interior de la electricidad (Fuente: *Elaboración propia*)

En un primer momento, la adopción de reglamentos en el sector eléctrico fue menos intenso que lo que se pudo observar con las directivas. Por ejemplo, en el caso del

primer paquete legislativo de 1996, ni siquiera hubo un reglamento específico aprobado. Además, los dos primeros reglamentos adoptados en 2003 y 2009 (European Union (2003b, 2009c)) se centran específicamente en establecer una serie de reglas para el comercio transfronterizo (mediante el uso de las interconexiones existentes entre países europeos). Esto demuestra de nuevo la gran importancia que tienen las interconexiones en la construcción del mercado interior de la electricidad en Europa. Con el último paquete legislativo aprobado en 2019, el reglamento asociado cambia de nombre y amplía su campo de aplicación al considerar el conjunto del mercado interior de la electricidad y no únicamente los intercambios transfronterizos y la forma de gestionar las interconexiones que permiten dichos intercambios (European Union (2019d)). Con este último reglamento, se identifica más claramente el papel que juegan los distintos actores en la construcción de un mercado único de la electricidad (gestores de la red transporte, reguladores, gestores de la red de distribución) y además se dan más detalles sobre los distintos horizontes temporales que existen en el mercado eléctrico (mercados a plazo, diario, intradiario y de balance (o tiempo real)). Se crean además centros de coordinación regionales en los que deben participar los gestores de la red de transporte para conseguir de esta forma una mayor cooperación y coordinación entre los actores del mercado eléctrico, elemento fundamental para seguir profundizando en la construcción del mercado interior de la electricidad.

Además de los puntos mencionados anteriormente, estos reglamentos establecen otros elementos que son esenciales para entender la evolución del sector eléctrico en Europa. De esta forma, el Reglamento 714/2009 (European Union (2009c)) establece la creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) así como de la creación de las premisas de una plataforma de transparencia, gestionada por ENTSO-E y en la que deben figurar ciertas informaciones relativas a los mercados eléctricos (y en especial a los intercambios transfronterizos). Sin embargo, el reglamento asociado a la plataforma de transparencia que existe actualmente⁹ no

⁹Accesible a partir de <https://transparency.entsoe.eu/>.

fue aprobado hasta el año 2013, se trata del Reglamento 543/2013 (European Union (2013)). La creación de esta plataforma de transparencia es esencial para poder acceder fácilmente a una gran cantidad de datos sobre el mercado eléctrico europeo y sin su existencia el trabajo presentado en esta tesis no hubiera sido posible (o al menos tal y como se va a presentar en los siguientes capítulos). En paralelo a la creación de ENTSO-E para los gestores de la red de transporte de electricidad, es importante señalar también la creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), establecida por el Reglamento 713/2009 (European Union (2009b)). La creación de entidades comunes a nivel europeo para favorecer la cooperación y la armonización de las prácticas en los distintos países de la Unión Europea continúa y con el mayor protagonismo que cobran las redes de distribución, el Reglamento 943/2019 (European Union (2019d)) establece la creación de la asociación a nivel europeo para los gestores de la red de distribución (EU DSO).

Junto con los Reglamentos anteriormente mencionados, existen otros Reglamentos que también es importante tener en cuenta para entender la organización del sector eléctrico en Europa. A continuación se presentan brevemente algunos de ellos, y se recuerda que todos ellos siguen en vigor a día de hoy:

- Reglamento 2015/1222 (European Union (2015)): relativo al uso de las interconexiones, es decir, a la forma de calcular la cantidad de electricidad que puede circular a través de ellas (asignación de capacidad) y la gestión de las congestiones cuando se alcanzan los límites físicos de intercambio de electricidad a través de las congestiones.
- Reglamento 2016/1719 (European Union (2016)): relativo a la forma de gestionar el uso de las interconexiones a plazo, es decir, estableciendo un mercado de futuros sobre las interconexiones.
- Reglamento 2017/2195 (European Union (2017)): relativo a la forma en la que gestores de la red de transporte deben asegurar el equilibrio o balance del sistema

eléctrico (basándose principalmente en mecanismos de mercado).

- Reglamento 1227/2011 (European Union (2011)): relativo a la transparencia en el mercado mayorista de electricidad, con el objetivo, en particular, de evitar la manipulación (o la tentativa de manipulación) del mercado eléctrico.

Directivas y Reglamentos del *Clean Energy Package*

Por último, la Figura 2.4 permite visualizar el conjunto de Directivas y Reglamentos europeos aprobados recientemente en el marco del cuarto paquete legislativo de la energía, el conocido como *Clean Energy Package*. A continuación se presentan brevemente estos textos legislativos con el objetivo de identificar cuáles son los principales aspectos en los que se centra la Unión Europea respecto al sector eléctrico.

En este paquete legislativo se incluyen 4 directivas que tratan distintos aspectos del sector eléctrico (y del sector energético en general en la Unión Europea). En primer lugar, destaca la directiva de la electricidad 2019/944 relativa principalmente a la organización del sector y del mercado eléctrico en Europa y que ya ha sido presentada anteriormente (European Union (2019a)). La Directiva 2018/2001, relativa a las fuentes de energía renovable (European Union (2018a)), establece como objetivo vinculante el hecho de alcanzar un 32 % de producción de energía procedente de fuentes renovables en el mix energético europeo de aquí al 2030. En esta directiva se menciona además la importancia de las energías marinas, entre las que destaca la energía eólica marina. Por otro lado, la Directiva 2018/2002, relativa a la eficiencia energética (European Union (2018b)), establece importantes objetivos en materia de eficiencia energética (es decir, de reducción de la cantidad de energía necesaria para proporcionar productos y servicios a los ciudadanos) de aquí al 2030. Por último, la Directiva 2018/844, relativa a la eficiencia energética de los edificios (European Union (2018c)), se centra de forma específica en la eficiencia energética de los edificios ya que representan alrededor del 40 % del consumo de energía y del 36 % de emisiones de CO_2 en Europa.



Figura 2.4: Paquetes legislativos (Directivas y Reglamentos) asociados al *Clean Energy Package* (Fuente: *Elaboración propia*)

El cuarto paquete legislativo incluye también 4 reglamentos, como se puede ver en la Figura 2.4. Como en el caso de las directivas, destaca en primer lugar el Reglamento 2019/943, relativo al mercado interior de la electricidad (European Union (2019d)) y que ya ha sido presentado anteriormente. Se puede mencionar también el Reglamento 2019/942 (European Union (2019c)), relativo a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), y que actualiza y amplía el Reglamento 713/2009 (European Union (2009b)) por el que se establecía la creación de dicha agencia. El Reglamento 2018/1999, relativo a la gobernanza energética de la Unión Europea (European Union (2018d)) indica la forma en la que debe organizarse la gobernanza del

sector energético en Europa para alcanzar sus objetivos energéticos y climáticos. Es interesante señalar las cinco dimensiones que debe abarcar dicha gobernanza: seguridad energética, Mercado Interior de la Energía, eficiencia energética, descarbonización y, por último, investigación, innovación y competitividad. Finalmente, el Reglamento 2019/941, relativo a la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad (European Union (2019b)). En dicho reglamento se indica que, pese a que el buen funcionamiento de los mercados eléctricos y el incremento de las interconexiones eléctricas favorecen la seguridad del sistema eléctrico, no es posible descartar el riesgo de que se produzca una crisis de electricidad. Aunque no se mencione explícitamente en dicho reglamento, la guerra puede ser uno de los factores desencadenantes de una crisis de electricidad, como puede tristemente comprobarse en la actualidad con la Guerra de Ucrania a raíz de la invasión rusa.

2.1.3. Ajuste de la potencia instalada

Como ha podido comprobarse en los últimos apartados, uno de los aspectos clave en el sistema eléctrico es asegurar en todo momento el equilibrio entre generación y demanda de electricidad, así como garantizar de este modo la seguridad del sistema eléctrico. Para poder garantizar este equilibrio es, por tanto, indispensable que existan medios de producción suficientes para poder cubrir en todo momento la demanda de electricidad. Esto supone un gran reto en un contexto en el que el parque de producción de electricidad está evolucionando de forma tan importante, pasando de un sistema con grandes centrales de producción de electricidad (mayormente utilizando combustibles fósiles) a un sistema cada vez más descentralizado y produciendo electricidad a partir de fuentes renovables. Todo esto en un contexto en el que se han ido introduciendo mecanismos de mercado a distintos niveles del sector eléctrico.

El importante desarrollo de las fuentes de energía renovable se ha realizado principalmente mediante programas de ayuda por parte de los gobiernos a lo largo de los

últimos años. Un poco más adelante pueden encontrarse algunos elementos relativos al desarrollo de la implementación de este tipo de fuentes de energía .

Respecto a los mecanismos de mercado, introducidos principalmente en el mercado de compraventa de electricidad (ver Apartado 2.2 para más detalles), la situación actual en Europa parece indicar que estos no son capaces de fomentar las inversiones en medios de producción de electricidad que garanticen la seguridad del sistema eléctrico¹⁰ (ENTSO-E (2021); Zweifel et al. (2017)). Esto ha llevado a distintos países europeos a poner en marcha los llamados mecanismos de capacidad para poder garantizar el suministro de electricidad en el futuro; su funcionamiento se explica un poco más adelante.

Caso específico de las energías renovables

Las energías renovables se han desarrollado de forma exponencial en los últimos años. Además, la variedad de tecnologías existentes es extremadamente importante, y también lo es el nivel de madurez tecnológico de cada una de ellas. De este modo, establecer políticas y mecanismos para su desarrollo no es una tarea sencilla. Es además importante recordar que las energías renovables pueden jugar un papel muy importante en el trilema de la energía (garantía del suministro, el desarrollo sostenible y la asequibilidad la electricidad), tanto por sus consecuencias positivas como negativas en cada uno de estos aspectos, sin olvidar que estos impactos difieren entre las distintas fuentes de energía renovable existentes.

En general, los mecanismos para favorecer el desarrollo de las energías renovables suelen clasificarse en tres categorías: mecanismos de precio de compra de la electricidad producida garantizado, mecanismos basados en cuotas mínimas de energías renovables y mecanismos híbridos que combinan características de los dos mecanismos anteriores

¹⁰En general, se considera que es necesario tener un margen de 10 % respecto a la demanda máxima para garantizar el suministro de electricidad en todo momento (Zweifel et al. (2017)).

(IRENA (2015)). Este último mecanismo está basado en subastas y es el que ha conocido un mayor crecimiento a nivel mundial en los últimos años, como puede comprobarse en la Figura 2.5. En dicho gráfico no aparecen los mecanismos basados en las cuotas mínimas, lo cual se debe a su menor importancia relativa, como puede comprobarse en la Figura B.1 del Anexo B.

En Europa, y al menos desde 2014, también se tiende a favorecer la adopción de mecanismos competitivos para el desarrollo de las energías renovables basados en subastas, (European Commission (2014b,a)). En efecto, se considera que este tipo de dispositivos para favorecer el desarrollo de este tipo de fuentes de energía es el que tiene un menor impacto en el funcionamiento del mercado eléctrico. Se trata de subastas inversas (o subastas por el lado del comprador) en las que los gobiernos adjudican una determinada capacidad de producción de electricidad basada en fuentes de energía renovable. En general, las entidades que pretenden realizar el proyecto¹¹ realizan una puja en la que indican el precio al que pretenden vender la electricidad producida. El ganador de la subasta suele ser el actor que propone un precio más bajo pero los gobiernos (o las autoridades que organizan la subasta) pueden tener en cuenta otros criterios a la hora de designar al ganador. Por ejemplo, se puede considerar únicamente un tipo de tecnología específico, se puede favorecer el desarrollo de proyectos en una zona geográfica concreta o también se pueden tener en cuenta otros criterios de viabilidad y de sostenibilidad del proyecto. Las posibles diseños de este tipo de subastas son muy numerosos¹² y pueden variar de forma significativa según el objetivo específico que los gobiernos pretenden alcanzar con ellas, se puede encontrar más información sobre estos aspectos en el informe de la Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA) sobre el diseño de las subastas en el campo de las energías renovables, (IRENA (2015)).

¹¹Puede tratarse de empresas energéticas, comunidades locales de energía renovable (cuya participación e implicación en el proceso de transformación en este sector se impulsa desde la Comisión Europea (European Commission (2022a)), etc.

¹²Dicha variabilidad puede verse desde el punto de vista de los distintos parámetros a la hora de definir una subasta como por ejemplo: el proceso de puja, la regla de precio, la designación del ganador, los lotes que se subastan, etc.

2.1. SECTOR ELÉCTRICO EN EUROPA

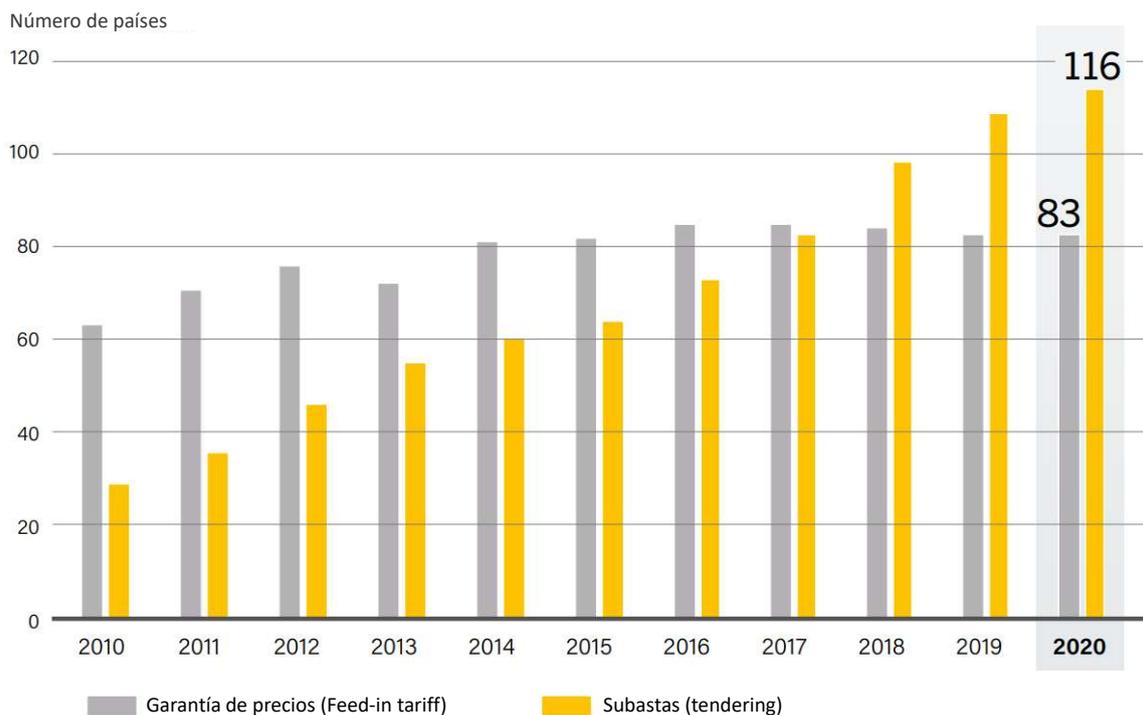


Figura 2.5: Número de países utilizando políticas de desarrollo basadas en garantía de precios (*Feed-in tariff / premium payment*) y subastas (*Tendering*) (Fuente: Gráfico proveniente de REN21 (2021))

El mecanismo de las subastas para potenciar el desarrollo de las fuentes de energía renovable permite determinar de forma simultánea la potencia instalada (es decir, la capacidad de producción de electricidad) y el precio al que se va a vender la electricidad producida. De esta forma, se introduce un sistema competitivo que presenta varias ventajas: reduce los riesgos para los inversores (ya que saben la potencia a instalar y el precio al que van a vender la electricidad producida), tiende a optimizar el coste asociado a los proyectos, permite fácilmente a la administración determinar la potencia que ha de instalarse y además se trata de un procedimiento transparente. Sin embargo, también tiene algunas debilidades que es conveniente mencionar. Por ejemplo, los altos costes que puede suponer para los participantes (tanto previos como posteriores a la subasta y que en la práctica pueden suponer un freno), o la posibilidad de que los participantes pujen demasiado bajo (*underbidding*) si el diseño de la subasta no es adecuado (y que de esta forma el proyecto termine no realizándose debido a su inviabilidad económica), (IRENA (2015)).

En Europa, la evolución de estos mecanismos es un tema sometido a debate, y no se sabe muy bien si deberán seguir existiendo en el futuro o no, (ENTSO-E (2021)). El futuro de estos mecanismos va a depender fundamentalmente de la evolución del precio de la electricidad. En efecto, si los precios de la electricidad aumentan o si los costes asociados a los proyectos de energías renovables siguen bajando¹³, será más probable que las instalaciones de energías renovables sean rentables sin necesidad de un mecanismo de apoyo específico. De este modo, un aumento del precio del CO_2 en el mercado asociado a dichas emisiones (tal y como se ha observado en los últimos años, (European Commission (2022b)) tiende a aumentar los precios de la electricidad¹⁴ y, por tanto, a favorecer la rentabilidad de este tipo de instalaciones sin sistemas de financiación específicos. Sin embargo, un mayor desarrollo de las energías renovables tiende a disminuir el precio de la electricidad¹⁵ y, por tanto, a disminuir la rentabilidad de dichos proyectos, denominándose este efecto como *efecto de canibalización*, (ENTSO-E (2021)). Todas estas evoluciones, junto con los aspectos propios asociados a cada tipo de energía renovable (madurez tecnológica, costes, etc.) hacen que sea difícil determinar el efecto global respecto a la rentabilidad de los proyectos de energías renovables y, por tanto, decidir si siguen haciendo falta mecanismos específicos de apoyo en el futuro (y para qué tipo de tecnologías) o no.

Mecanismos de capacidad

Como se ha indicado anteriormente, algunos países europeos han decidido implementar mecanismos de capacidad para garantizar a medio y largo plazo el suministro de electricidad, al considerar que las señales de precio provenientes de los mercados eléctricos no eran suficientes para garantizar dicho suministro en el futuro. Es importante señalar que la Unión Europea considera que la implementación de mecanismos

¹³Este aspecto depende mucho del tipo de tecnología considerado y puede haber diferencias notables según el nivel de madurez tecnológica de la fuente de energía renovable considerada.

¹⁴Como se verá en el Apartado 2.2.2, junto con el precio de los combustibles, el precio del CO_2 es el que determina el precio final de la electricidad.

¹⁵Esto se explica con más detalle en el Apartado 2.2.2.

de capacidad debe ser el último recurso para garantizar la cobertura de la demanda en el mercado interior de la electricidad (es decir, garantizar el suministro), véase el artículo 21 del Reglamento 2019/943 (European Union (2019d)). En particular, la Unión Europea exige que dichos mecanismos sean temporales y que no creen distorsiones innecesarias en el mercado eléctrico ni en el comercio interzonal (es decir, mediante las interconexiones). Pese a la oposición de la Unión Europea a este tipo de mecanismos, ya son 12 los países que han iniciado el procedimiento para implementar dichos mecanismos (Unión Europea (2022a)).

En la práctica, los mecanismos de capacidad pueden implementarse de muchas formas distintas pero la filosofía es similar en todos los casos (Zweifel et al. (2017)). A continuación, y para entender cómo funcionan estos mecanismos, se presenta brevemente la forma en la que se ha implementado en Francia el mecanismo de capacidad.

La Figura 2.6 ilustra los principales rasgos de la implementación del mecanismo de capacidad francés. El objetivo de la implementación es que los productores de electricidad y los comercializadores intercambien capacidad de producción. En la práctica, los comercializadores deben adquirir una determinada capacidad de producción (determinada por el gestor de la red de transporte y que se calcula de forma proporcional al consumo de sus clientes durante las horas de máximo consumo) y los productores deben poner a disposición una determinada capacidad de producción¹⁶ (que debe certificar también el gestor de la red de transporte). A continuación, se realiza un casamiento de estas capacidades de producción, bien mediante subastas organizadas por el operador de mercado (EPEX Spot en este caso, se trata del mismo operador que en el caso del mercado diario) bien mediante acuerdos bilaterales entre productores y comercializadores. El conjunto de este proceso está supervisado, además, por el regulador nacional de la energía en Francia (CRE), (EDF (2022)). La implementación de este mecanismo requiere, por tanto, la participación de prácticamente todos los actores

¹⁶Además de proponer capacidad de producción, también es posible proponer la posibilidad des desconectarse de la red eléctrica para reducir de este modo la capacidad de producción necesaria, esto lo pueden hacer por ejemplo los grandes consumidores que disponen de este tipo de flexibilidad.

del sector eléctrico.

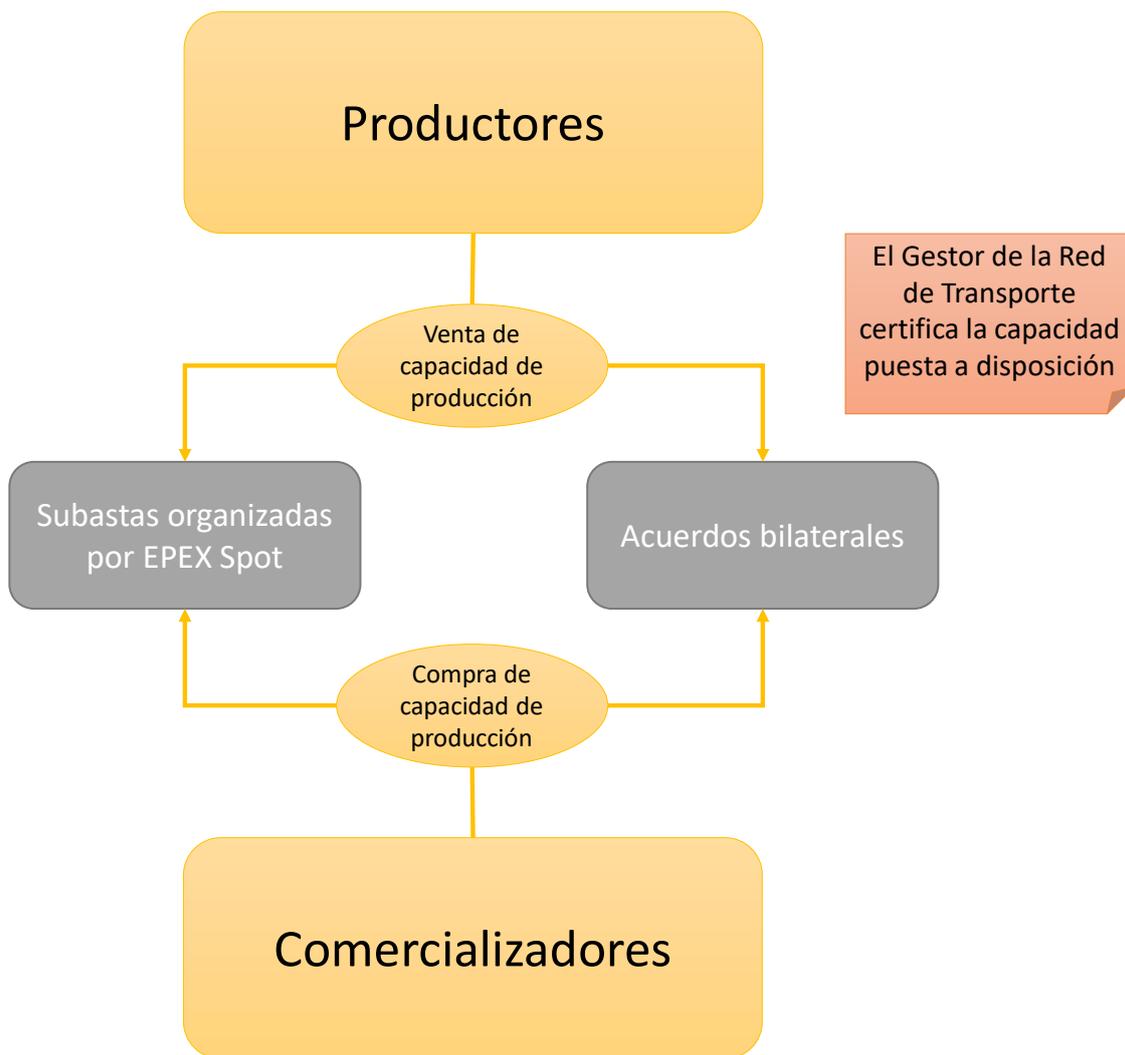


Figura 2.6: Ilustración simplificada de la implementación de los mecanismos de capacidad en Francia (*Fuente: Elaboración propia*)

La evolución de los mecanismos de capacidad es especialmente importante para los gestores de la red de transporte ya que es una de las herramientas de las que disponen para cumplir su misión: mantener el equilibrio entre producción y demanda de electricidad. De este modo, las reflexiones de ENTSO-E respecto a la evolución de estos mecanismos y su relación con la mayor penetración de las energías renovables ocupan cada vez un espacio más importante, (ENTSO-E (2021))

2.2. Mercado eléctrico en Europa

Como se ha podido ver en el apartado anterior, el mercado eléctrico ocupa un lugar cada vez más importante dentro del sector eléctrico en Europa debido a los importantes cambios que se han dado en él en los últimos años. Esta evolución ha permitido la construcción progresiva de un mercado común e integrado a nivel europeo, el llamado Mercado Interior de la Energía. Este apartado presenta con más detalle cómo se organizan dichos mercados así como la forma en la que se acoplan y se integran estos mercado a nivel europeo.

2.2.1. Compraventa de electricidad

La electricidad es una *commodity* que se intercambia en el mercado eléctrico. El mercado eléctrico es un mercado bastante complejo que se puede describir desde distintos puntos de vista, como por ejemplo el el tipo de producto que se intercambia (cantidad de electricidad o bien capacidad de producir electricidad¹⁷), el horizonte temporal considerado (desde el tiempo real hasta los mercados a plazo), los actores involucrados (desde los operadores de mercado a los pequeños consumidores), etc. En el presente estudio, se consideran principalmente los mercados de compraventa de electricidad (o energía) en los que el producto que se intercambia es la electricidad producida, los llamados *Energy Only Market*.

En primer lugar, es importante entender que la compraventa de electricidad puede realizarse entre distintos actores del sector eléctrico. La Figura 2.7 muestra de forma simplificada dichas posibilidades. Por un lado, el intercambio se puede dar entre los comercializadores y los pequeños consumidores, como por ejemplo los clientes residenciales: se trata del mercado minorista (los intercambios físicos suelen realizarse mediante la red de distribución). Por otro lado, los intercambios se pueden dar en-

¹⁷Es decir, la posibilidad de producir electricidad en un momento dado (sin que ello necesariamente se traduzca en producción real de electricidad).

entre los generadores y los comercializadores o bien entre los generadores y los grandes consumidores directamente: se trata del mercado mayorista (los intercambios físicos se suelen realizar mediante la red de transporte de electricidad). Este último mercado es el que se considera en el presente estudio.

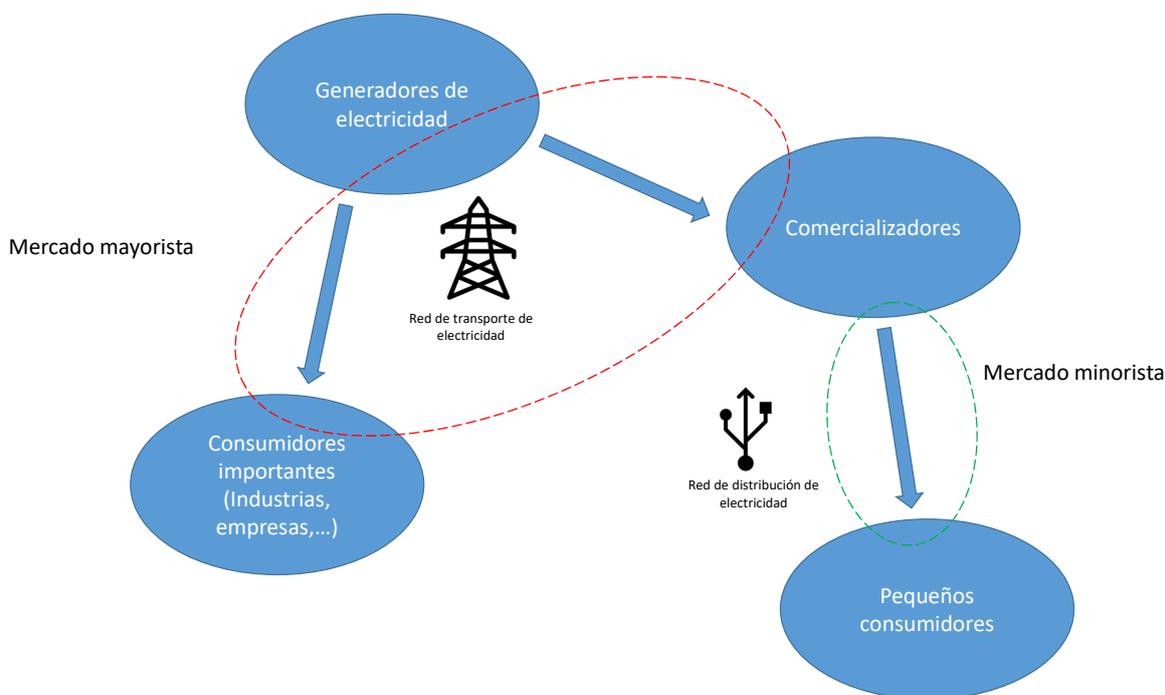


Figura 2.7: Venta de electricidad, actores e intercambios (*Fuente: Elaboración propia*)

El objetivo general del mercado mayorista de electricidad es cubrir la demanda de electricidad requerida en un cierto territorio de forma óptima y establecer un precio para el intercambio de dicha electricidad. Estos intercambios se dan entre los generadores y los comercializadores que actúan como agregadores de demanda. En un territorio determinado, la evolución de la demanda se sigue con mucha atención por parte del gestor de la red de transporte, ya que su seguimiento es fundamental para asegurar el equilibrio, en todo momento, entre producción y consumo de electricidad.

De esta forma, la Figura 2.8 muestra la previsión de la demanda de electricidad en España que realiza Red Eléctrica de España (el gestor de la red de transporte en España). Como puede observarse, la demanda de electricidad puede variar bastante a lo largo del día (alrededor de un 30 % respecto a la media en este caso) y, por tanto, el

2.2. MERCADO ELÉCTRICO EN EUROPA

parque de producción de electricidad debe adaptarse en todo momento para producir la electricidad requerida. Además, se puede observar que la previsión de la demanda varía a lo largo del tiempo; por ejemplo, la curva verde y amarilla representan la previsión de la demanda del día anterior y la demanda que se observa realmente respectivamente. Entre estas dos estimaciones se constatan diferencias y, como consecuencia de dichas diferencias, es necesario que se ajuste permanentemente la producción de electricidad para cubrir la demanda. Esto explica, por ejemplo, la existencia del mercado diario (o mercado *spot*) en el que se negocia la electricidad que se va a producir el día siguiente y de los mercados de equilibrio (o balance) en los que se intercambia la electricidad que se va a producir prácticamente en tiempo real (hasta 15 minutos antes de la producción efectiva, (RTE (2022))). De esta forma, se puede reaccionar a las variaciones y a los cambios que se van dando en las previsiones de demanda y de producción de electricidad.

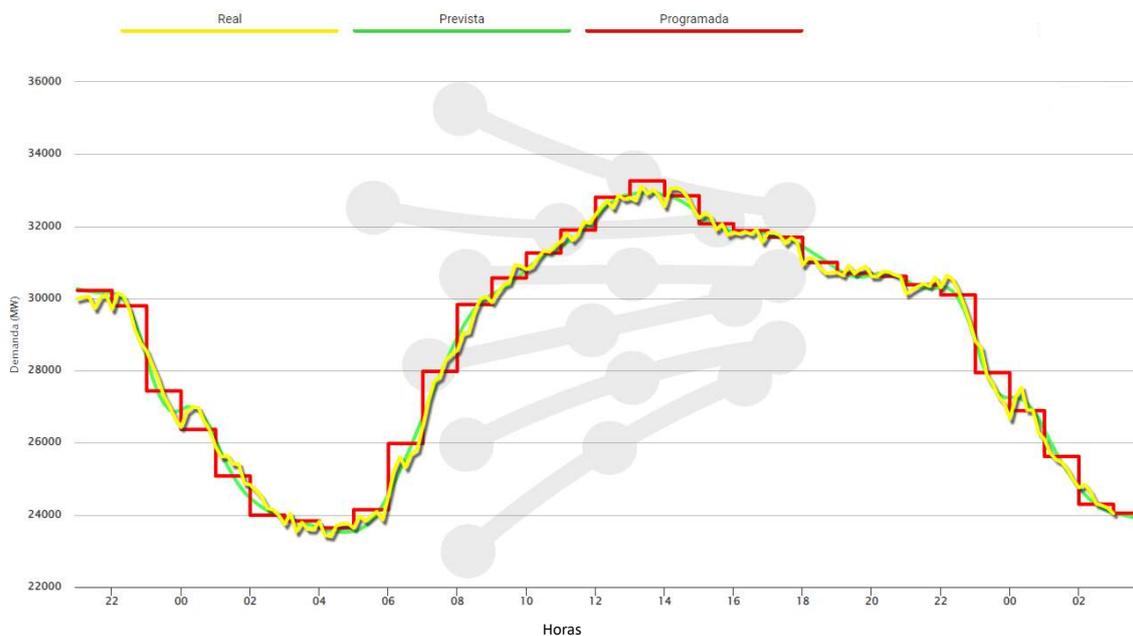


Figura 2.8: Demanda real de electricidad (curva amarilla), previsión de la demanda (curva verde) y programación horaria operativa (línea escalonada roja) del 9 de junio de 2021 (*Fuente: Red Eléctrica de España, (REE (2022))*)

Además de las escalas temporales mencionadas anteriormente, existen también otros horizontes temporales para los cuales se realizan previsiones de la demanda de

electricidad como, por ejemplo, el semanal, el mensual o incluso el anual. Para cada uno de estos horizontes temporales suele existir un mercado de compraventa de electricidad. La Figura 2.9 muestra las distintas escalas temporales que pueden encontrarse en el mercado eléctrico. Es interesante observar como conforme se va acercando el momento efectivo de la producción de electricidad, el número de mercados se va multiplicando: con el mercado diario para el día siguiente, el mercado intradiario para el mismo día (con varias horas de margen) y el mercado de balance para el mismo día también (con menos margen de tiempo que el mercado intradiario). Existen además mercados que se dan incluso después de la producción efectiva de electricidad; se trata de los mercados de ajuste cuyo objetivo es cuadrar las diferencias entre las previsiones y lo ocurrido realmente en cuanto a la producción y a la demanda de electricidad. En el lado opuesto, los mercados a plazo permiten intercambiar electricidad que se va a producir con mucha antelación (hasta varios años antes), permitiendo estos mercados a los generadores y a los comercializadores gestionar de forma adecuada el riesgo asociado a la compraventa de electricidad en el resto de mercados (y en particular en el mercado *spot*).

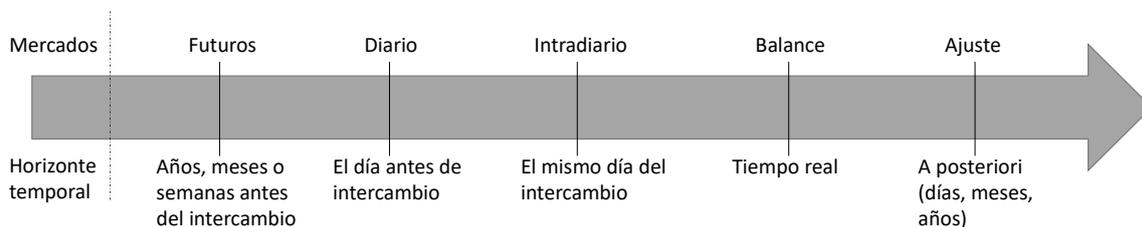


Figura 2.9: Escalas temporales en el mercado eléctrico (*Fuente: Elaboración propia*)

Los distintos mercados descritos anteriormente también pueden diferenciarse según la entidad responsable del funcionamiento de dichos mercados. Por ejemplo, los operadores de mercado son los responsables del buen funcionamiento de los mercados a plazo, del mercado diario e intradiario, mientras que los responsables de los mercados de balance y ajuste son los gestores de la red de transporte.

De entre todos estos mercados, el mercado diario es el que tiene un mayor protagonismo y, en general, cuando se habla del precio de la electricidad (por ejemplo en los medios de información), se hace referencia al precio que se determina en este mer-

cado. En la Unión Europea este mercado es el más importante (Zweifel et al. (2017); ENTSO-E (2021)) y es justamente el mercado en el que se centra el presente trabajo y que se presenta a continuación con más detalle.

2.2.2. Funcionamiento de los mercados diarios de compraventa de electricidad

En el contexto de la liberalización del mercado eléctrico en Europa se han ido introduciendo mecanismos competitivos que han transformado radicalmente el funcionamiento de los mercados eléctricos, especialmente el del mercado diario. En la actualidad, el funcionamiento del mercado *spot* está basado en un mecanismo de subastas. Las subastas se utilizan en este contexto ya que permiten determinar de forma simultánea la cantidad de electricidad que se va a intercambiar (y entre qué participantes) así como el precio al que se va a realizar dicho intercambio, (Mochón and Sáez (2011)).

En un contexto en el que cada vez hay más participantes (de comercializadores que compran electricidad y, en menor medida, de productores que venden electricidad) y en el que cada vez hay más incertidumbre (respecto a la generación de electricidad por las fuentes de energía renovable, a la evolución de los precios de las materias primas, a la interconexión entre los países, etc.), las subastas presentan unas características muy interesantes para estructurar el mercado diario de la electricidad. En la práctica, se trata de una subasta doble en la que los productores y los compradores de electricidad realizan sus pujas según la cantidad de electricidad que desean comprar o vender y a qué precio. Los operadores de mercado son los responsables de organizar estas subastas que se organizan para determinar la cantidad y el precio de electricidad que se va a intercambiar a cada hora del día siguiente.

Las distintas pujas recibidas (tanto de compra como de venta de energía) se orde-

nan para construir las curvas de demanda y de oferta correspondientes y poder proceder de esta forma, al casamiento de las pujas recibidas para cada una de las horas del día siguiente. La intersección de estas dos curvas permite determinar el precio y la cantidad de electricidad que se va a intercambiar en el mercado, (Zweifel et al. (2017)). En esta subasta se determina un precio único de intercambio que corresponde al precio más elevado de las ofertas de producción aceptadas (o de forma equivalente, al precio más bajo de las pujas de compra recibidas). En un contexto plenamente competitivo, este sistema de subastas hace que los productores de electricidad tiendan a apurar al máximo sus pujas llegando a ofrecer en cada caso un precio rigurosamente idéntico al del coste marginal asociado a la producción de electricidad que proponen. Es por ello por lo que se suele hablar de subasta marginalista en el contexto del mercado diario.

Es interesante indicar que, aunque lo que se intercambia en el mercado diario son cantidades de energía, las distintas pujas se realizan respecto a un nivel de potencia determinado (es decir, a una cantidad de energía por unidad de tiempo). Esto puede resultar incoherente pero al realizar dichas pujas por periodos de tiempo determinados (en este caso de una hora), es completamente equivalente hablar de potencia o de cantidad de electricidad intercambiada. Implícitamente, lo que se intercambia realmente es la cantidad de electricidad producida durante una hora a un nivel de potencia (y por tanto de capacidad de producción) determinado.

La Figura 2.10 presenta una situación sencilla del proceso de pujas existente en estas subastas. En dicha figura, se puede observar la construcción de la curva de oferta según el tipo de tecnología para producir la electricidad (correspondiente a los distintos rectángulos) y las curvas de demanda en dos situaciones diferentes (en condiciones de alta y de baja demanda). En principio, los productores de electricidad pujan según el coste marginal de su tecnología, se habla por tanto de *orden de mérito* para describir esta curva de oferta, (Zweifel et al. (2017)). Es importante tener en cuenta que, en la práctica, la curva de oferta es mucho más compleja y que además puede variar a lo largo del tiempo (incluso de las distintas horas de un mismo día). El coste marginal

de la producción de electricidad depende principalmente del coste del combustible y del precio del CO_2 en el caso de los combustibles fósiles. Aunque el orden de mérito presentado en la Figura 2.10 puede variar, la tendencia general respecto al coste marginal que se suele asociar a cada tipo de tecnología en el contexto del mercado diario es el que se presenta en dicho gráfico.

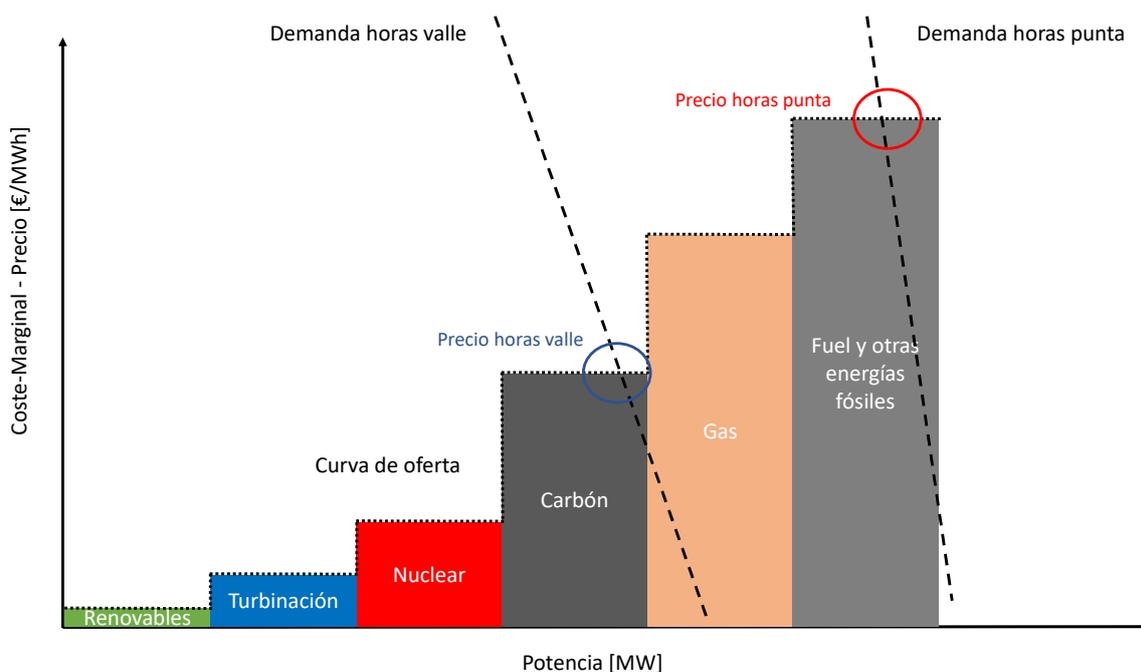


Figura 2.10: Formación de precios en el mercado de la electricidad - Orden de mérito (Fuente: *Elaboración propia (basado en Zweifel et al. (2017))*)

De este modo, se puede observar que las energías renovables son las que tienen un coste más bajo (prácticamente nulo en la práctica), y que la electricidad generada mediante combustibles fósiles es la que presenta unos costes más elevados (especialmente la que se produce a partir del gas y del fuel). El coste de la electricidad producida a partir de la energía nuclear se sitúa entre estos dos extremos. De esta forma, se puede observar que según el nivel de demanda, el precio de la electricidad determinado mediante la subasta descrita anteriormente puede ser más o menos elevado¹⁸. En el caso de que la demanda sea baja (durante las *horas valle*), el precio lo fija, por ejemplo, el coste marginal asociado al carbón mientras que en casos de alta demanda (durante las

¹⁸El precio viene determinado por el cruce de las curvas de oferta y demanda representadas en la Figura 2.10.

horas punta), el precio viene fijado por otras tecnologías más caras como pueden ser el gas o el fuel.

A partir de la Figura 2.10, se puede además entender otro efecto muy interesante y que cada vez va a darse con mayor intensidad en los mercados europeos. Con el desarrollo de las fuentes de energía renovable (principalmente eólica y solar), su capacidad de producción va a aumentar y, por tanto, el ancho del rectángulo va a aumentar haciendo que el orden de mérito se desplace hacia la derecha. Dicho efecto se ilustra en la Figura 2.11, en la que, como se puede observar, el ancho del rectángulo asociado a la electricidad producida por las renovables ha aumentado considerablemente. En algunos casos, dicho aumento puede provocar un cambio en la tecnología marginal, haciendo por ejemplo que pase a ser la energía nuclear la que fije los precios durante las horas de baja demanda y provocando de esta forma una bajada significativa de los precios de la electricidad¹⁹. Este efecto de las energías renovables sobre el orden de mérito (*merit order effect of renewables*) se ha estudiado a lo largo de los últimos años, como puede comprobarse en el Capítulo 3 sobre el estado del arte, y es también la razón (asociada a otras características del sistema eléctrico) que explica la ocurrencia de precios negativos de la electricidad (ver, por ejemplo, Market Observatory for Energy (2018b)).

Hasta ahora se ha descrito el funcionamiento del mercado en una única zona de producción y consumo de electricidad. Sin embargo, y como ya ha sido mencionado, la ambición de la Unión Europea es construir un mercado de la electricidad plenamente integrado. Por ello, es necesario entender cómo se realiza dicha integración, lo cual se describe en el siguiente apartado.

¹⁹También es posible que estos cambios se den en el caso de las horas de alta demanda. Además es importante tener en cuenta que, en realidad, la evolución de la curva de oferta es mucho menos brusca de lo que se puede ver en las Figuras 2.10 y 2.11, de esta forma las variaciones de precio como consecuencia de la variabilidad de la producción de las energías renovables pueden observarse aunque no haya cambio en la tecnología marginal. A título ilustrativo, la Figura C.1 del Anexo C muestra un ejemplo real de curvas de oferta y demanda de electricidad en el caso del mercado ibérico.

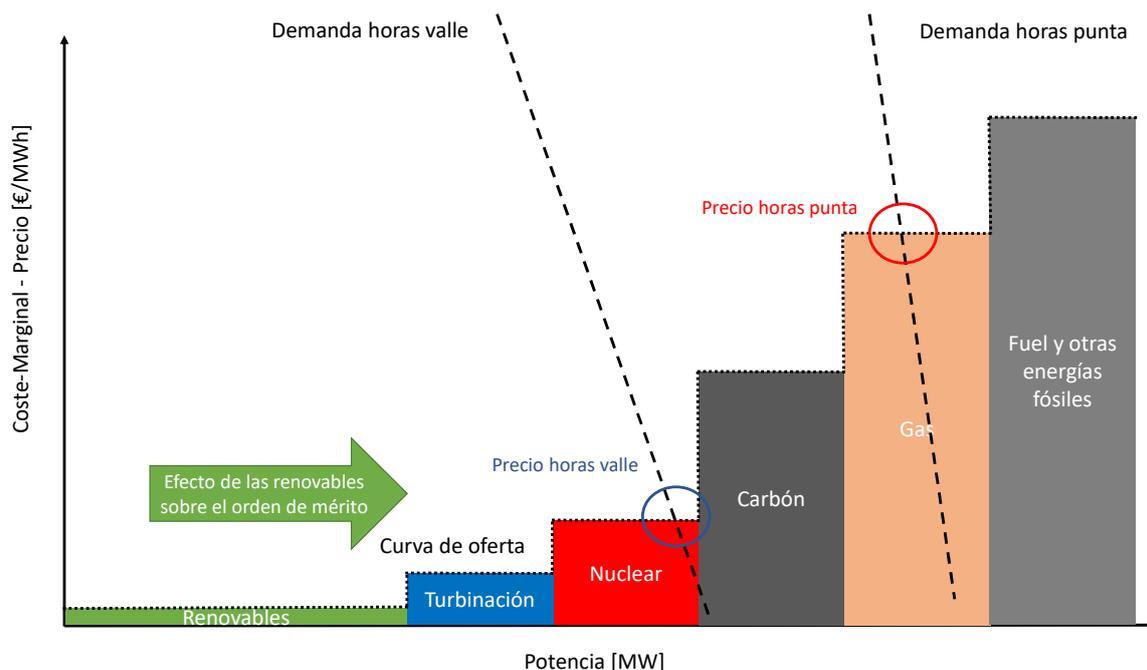


Figura 2.11: Efecto del aumento de fuentes de energía renovable sobre el orden de mérito y la formación de precios en el mercado de la electricidad (*Fuente: Elaboración propia (basado en Zweifel et al. (2017))*)

2.2.3. Acoplamiento de mercados eléctricos en Europa

La integración de los distintos mercados europeos de la electricidad, que a menudo se han ido construyendo a nivel nacional, es un elemento fundamental para construir el Mercado Interior de la Energía en Europa. Este proceso, conocido como acoplamiento de mercados (*market coupling* en inglés), se explica a continuación, tanto desde un punto de vista teórico como desde el punto de vista de su implementación práctica en Europa.

Explicación teórica del acoplamiento de mercados

Desde el punto de vista del mercado eléctrico, el territorio europeo se divide en varias zonas, en el interior de las cuales la electricidad se intercambia sin tener en cuenta las limitaciones técnicas asociadas a la red de transporte de electricidad (OFGEM (2014)). Estas áreas geográficas se denominan *zonas de oferta* (*bidding zones* en inglés).

Entre las distintas zonas de oferta, existen líneas de conexión eléctricas que permiten conectarlas entre sí. Dichas líneas de conexión se denominan interconexiones y, por su naturaleza, imponen límites físicos de intercambio en la red eléctrica que se deben tener en cuenta a la hora interconectar varias zonas de oferta entre sí. El objetivo del Mercado Interior de la Energía es justamente interconectar las distintas zonas de oferta para poder así construir un mercado único en el que el precio de la electricidad sea único y no haya diferencias geográficas.

La arquitectura del mercado eléctrico a nivel europeo se divide, por tanto, en zonas y por ello se habla de *modelo zonal del mercado eléctrico*. La Figura 2.12 representa este tipo de arquitectura en el caso de considerar únicamente tres zonas de oferta (A, B y C), conectadas físicamente entre sí mediante interconexiones. A nivel europeo, las zonas de oferta suelen corresponder a un país pero también pueden ser más grandes o pequeñas. Esto se debe principalmente al hecho de que el desarrollo de las redes eléctricas a lo largo del siglo XX se realizó principalmente en clave nacional y el desarrollo de las interconexiones nunca fue una prioridad.

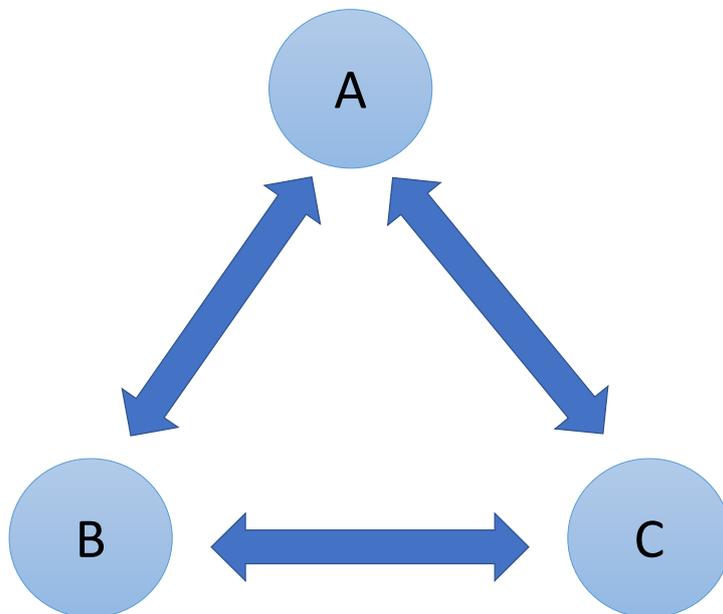


Figura 2.12: Interconexiones entre las zonas de oferta A, B y C (*Fuente: Elaboración propia*)

Partiendo de la situación descrita anteriormente, en la que existen zonas de oferta

interconectadas físicamente entre sí, el objetivo del acoplamiento de mercados es establecer una forma de utilizar las interconexiones existentes para tratar de construir un mercado común lo más integrado posible. De forma general, el proceso de acoplamiento de mercados puede dividirse en dos componentes: el cálculo de la capacidad de intercambio disponible, por un lado, y la asignación de dicha capacidad de intercambio, por otro (TENNET (2022b)).

El **cálculo de la capacidad** disponible para el intercambio interzonal es un elemento primordial para el acoplamiento de los mercados. Cuanto mayor sea la capacidad disponible, más electricidad se puede intercambiar e intuitivamente se puede considerar que eso será mejor para la integración de los mercados interconectados. Sin embargo, cuanto mayor electricidad circule a través de los interconectores, más riesgos hay de alcanzar los límites físicos de la interconexión, lo que puede acarrear graves problemas en la red eléctrica que deben evitarse a toda costa. Los gestores de la red eléctrica son los responsables de calcular dicha capacidad de intercambio. Como se verá en el siguiente apartado, a nivel europeo existen dos formas de calcular dichas capacidades. Además, conviene señalar que al igual que en los mercados de compraventa de electricidad, el cálculo de la capacidad de intercambio puede realizarse considerando distintos horizontes temporales (diario, intradiario, a plazo, etc.).

La **asignación de capacidad**, es decir, determinar quién tiene derecho a utilizar la capacidad disponible en la interconexión, puede realizarse principalmente de dos formas distintas. Puede realizarse de forma explícita (mediante subastas específicas) o de forma implícita (considerando de forma conjunta el mercado de compraventa de electricidad). La primera opción suele utilizarse en el caso de los mercados a plazo y también en los mercados intradiarios, aunque los mecanismos subyacentes no sean exactamente los mismos en los dos casos (subastas para el largo plazo²⁰ y por orden de llegada en el mercado intradiario). La segunda opción se utiliza principalmente en el

²⁰Estas subastas permiten obtener derechos físicos o financieros de transmisión para el uso de la capacidad de la interconexión. *El principio de uso o retribuido* de estos derechos permite además asegurar que la interconexión se utiliza de la forma más eficiente posible.

marco del mercado diario, y en este caso las interconexiones se ven como restricciones al flujo de electricidad que se deben tener en cuenta a la hora de casar las ofertas de compra y de venta.

En el caso del mercado diario, es importante entender cómo se realiza el acoplamiento de los mercados. Considerando los mecanismos descritos anteriormente, tras haber calculado la capacidad de intercambio disponible entre dos zonas de oferta, el acoplamiento de los mercados se realiza de forma implícita (CWE TSOs (2020)). Con esta implementación, los mercados en los que el precio de la electricidad es más bajo exportan electricidad hacia los mercados en los que los precios de la electricidad son más elevados. El objetivo de estos intercambios es maximizar el bienestar social en el conjunto de la región compuesta por los mercados interconectados (teniendo en cuenta las restricciones físicas que existen respecto la capacidad de intercambio de las interconexiones). De esta forma, el acoplamiento de mercados puede llevar a dos situaciones: si la capacidad de intercambio disponible es suficiente para que se equilibren los precios de las dos zonas interconectadas, se da una situación de **convergencia** en la que los precios se igualan en las dos zonas, mientras que en caso contrario se da una situación de **congestión** en la que persiste una diferencia de precios entre las dos zonas (aunque más pequeña que si no hubiese interconexión).

A continuación, se ilustra de forma más detallada el procedimiento de acoplamiento de mercados cuando se consideran dos zonas de oferta (A y B) interconectadas. En cada una de estas zonas existe un mercado que permite determinar el precio de la electricidad. Los gráficos de las Figuras 2.13 y 2.14 describen esta situación, dichos gráficos son equivalentes al gráfico de la Figura 2.10 que presentaba la forma de determinar el precio de la electricidad en función de las ofertas de compra (*Purchase*) y venta (*Sale*) de electricidad.

Las curvas negras de la Figura 2.13 presentan la situación de cada país sin acoplamiento de mercados. Sin acoplamiento de mercados, el precio en la zona A (PA)

sería inferior al precio de la zona B (P_B). Sin embargo, cuando se considera el acoplamiento de mercados (curvas rojas) se puede observar que ambos precios se equilibran ($P_A^* = P_B^*$). Desde el punto de vista de la zona A, el acoplamiento con la zona B supone un aumento de la demanda total de electricidad (desplazamiento de la curva de demanda hacia la derecha y, por tanto, aumento del precio P_A). Desde el punto de vista de la zona B, se observa una situación análoga, pero desde el punto de vista de la producción de electricidad. En este caso, para la zona B, el acoplamiento de mercados supone un aumento de la producción de electricidad vista por dicha zona (desplazamiento de la curva de oferta hacia la derecha y, por tanto, reducción del precio P_B). De esta forma, la zona A exporta electricidad hacia la zona B hasta que los precios en ambas zonas se equilibran, llevando a una situación de convergencia.

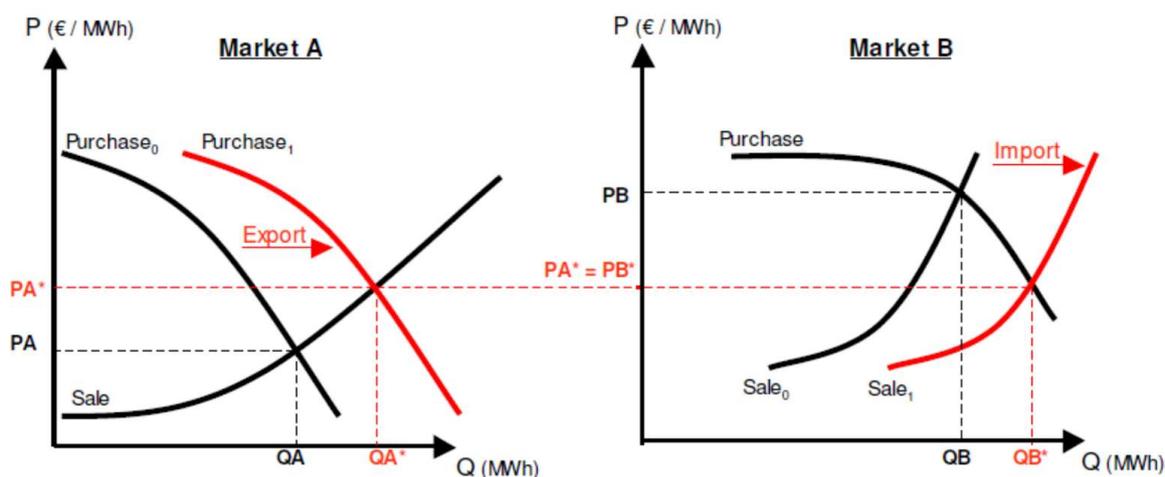


Figura 2.13: Acoplamiento de mercados **con** convergencia de precios (*Fuente: Gráficos provenientes de CWE TSOs (2020)*)

Sin embargo, puede darse que el proceso descrito anteriormente no sea posible ya que la cantidad de electricidad necesaria para equilibrar los precios en ambas zonas puede no ser suficiente. En este caso se habla, de forma equivalente, de situación de congestión o de no convergencia. Este tipo de situación se ilustra con los gráficos de la Figura 2.14, basados en las zonas de oferta A y B descritas anteriormente.

Como se puede observar, en este caso el desplazamiento de las curvas correspondientes (la de demanda en el caso de la zona A y la de oferta en el caso de la zona

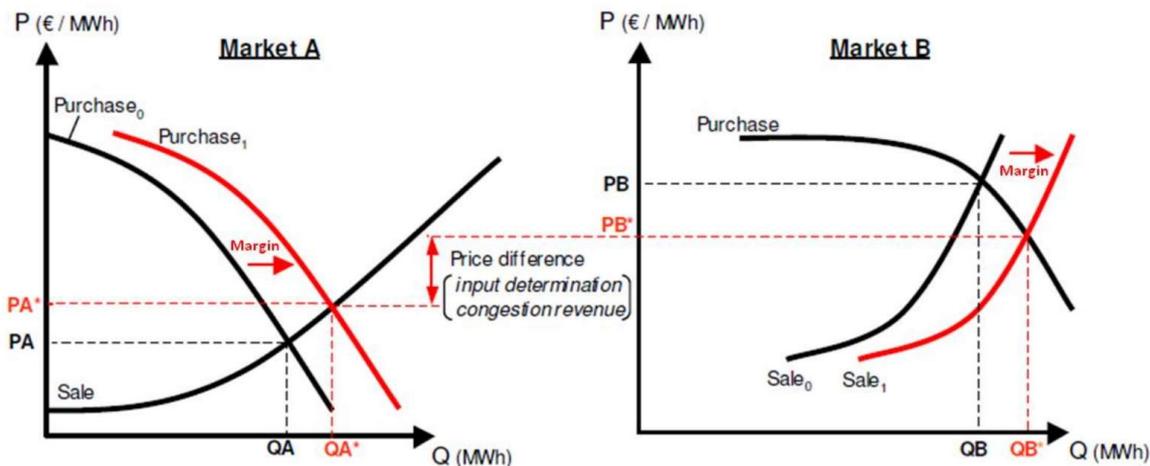


Figura 2.14: Acoplamiento de mercados **sin** convergencia de precios (Fuente: Gráficos provenientes de CWE TSOs (2020))

B) hacia la derecha no es suficiente para poder alcanzar de equilibrio de precios ya que se alcanzan los límites de capacidad de intercambio de la interconexión que une ambas zonas de oferta. Cuando esto sucede, sigue existiendo, por tanto, una diferencia de precios entre las dos zonas de oferta al final aunque esta es menor de lo que era antes del acoplamiento de los mercados. La situación final es, por consiguiente, mejor desde el punto de vista del bienestar social. La diferencia de precios existente al final de este proceso se denomina *rentas de congestión* ya que permite a los propietarios de la interconexión (o a los que tengan el derecho asociado a su uso) realizar un arbitraje entre los dos precios (comprando electricidad en la zona en la que la electricidad es más barata y vendiéndola en la otra). En general, los gestores de la red de transporte situados en cada una de las zonas de oferta se reparten las rentas de congestión, y la forma en la que se gestionan estas rentas es muy importante ya que, según como se utilicen, pueden tender a aliviar situaciones de congestión (utilizando dichas rentas para invertir en más capacidad de intercambio) o bien no cambiar nada si esas rentas no se invierten en las interconexiones.

Puesta en práctica del acoplamiento de mercados en Europa

En este apartado se presenta, desde un punto de vista más global, la descripción de la implementación del acoplamiento de mercados así como su puesta en práctica en el seno de la Unión Europea.

A nivel del mercado diario, el acoplamiento se realiza mediante el *Price Coupling of Regions* (PCR, Acoplamiento de Mercados Regionales por el Precio) que es un proyecto que llevan a cabo distintos operadores de mercado europeos para permitir la interconexión de los mercados eléctricos diarios en Europa, (ENEX (2022)) y que pone de manifiesto la importancia de la cooperación regional para profundizar en la integración de los mercados eléctricos en Europa. Este proyecto ha permitido desarrollar un algoritmo que se utiliza para llevar a cabo el acoplamiento de 25 mercados diarios y que se conoce por el nombre de EUPHEMIA (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*). Este algoritmo considera simultáneamente el conjunto de ofertas de compra y venta de electricidad que hay en las distintas zonas y las limitaciones de capacidad de intercambio entre ellas para determinar el precio de la electricidad en cada una de las zonas, así como la cantidad de electricidad que se intercambia. Su papel es, por tanto, fundamental para realizar el acoplamiento de los mercados diarios en Europa, pudiéndose encontrar una descripción más detallada de este algoritmo en el documento correspondiente realizado por los operadores de mercado (PCR (2020)). El algoritmo desarrollado debe además cumplir con las exigencias del Reglamento 2015/1222 sobre la gestión de las congestiones (European Union (2015)).

Además de esta iniciativa para el mercado diario, también es interesante indicar que existe un proyecto similar para el acoplamiento del mercado intradiario a nivel europeo. Se trata del *Cross-Border Intraday Market Project* (XBID, Proyecto de Acoplamiento de Mercados Intradiarios Transfronterizos). Por su complejidad, este proyecto se lleva a cabo de forma conjunta entre los operadores de mercado y los gestores de la red correspondientes. El acoplamiento de estos mercados se inició en 2018 y cuenta en la

actualidad con 23 países interconectados a nivel intradiario (ENTSO-E (2022a)).

Otro aspecto fundamental que hay que considerar para el acoplamiento de los distintos mercados eléctricos en Europa es el de las interconexiones físicas que existen entre los distintos países. En última instancia, la existencia de estas interconexiones es la que permite realizar el acoplamiento de los distintos mercados a nivel europeo. La Figura 2.15 muestra la capacidad de intercambio disponible en distintas interconexiones así como la utilización media de dichas interconexiones en el año 2011. Pese a que estos datos no estén actualizados, es importante tener en cuenta que los proyectos de ampliación de las interconexiones llevan muchos años (por tanto los cambios no son constantes) y que además el objetivo de este mapa es ilustrar las numerosas interconexiones que existen a nivel Europeo. Para tener información más actualizada sobre las interconexiones existentes en la Unión Europea así como de los planes de desarrollo de aquí a 2040, se puede consultar el documento correspondiente de ENTSO-E (ENTSO-E (2020)).

Como ha sido indicado anteriormente, uno de los aspectos clave del acoplamiento de los mercados eléctricos es el de calcular la capacidad de la conexión disponible para el intercambio de electricidad. Según el reglamento asociado de la Unión Europea, el Reglamento 215/1222 (European Union (2015)), los gestores de la red de transporte pueden utilizar dos formas para calcular dicha capacidad:

- Modelo **ATC** (*Available Transmission Capacity*, Capacidad Disponible de Intercambio): la capacidad de intercambio se calcula considerando las distintas interconexiones una a una, de forma independiente.
- Mecanismo **FBMC** (*Flow-Based Market Coupling*, Acoplamiento de mercados mediante el método basado en los flujos de energía): la capacidad de intercambio se calcula considerando de forma conjunta todas las interconexiones presentes en una zona determinada.

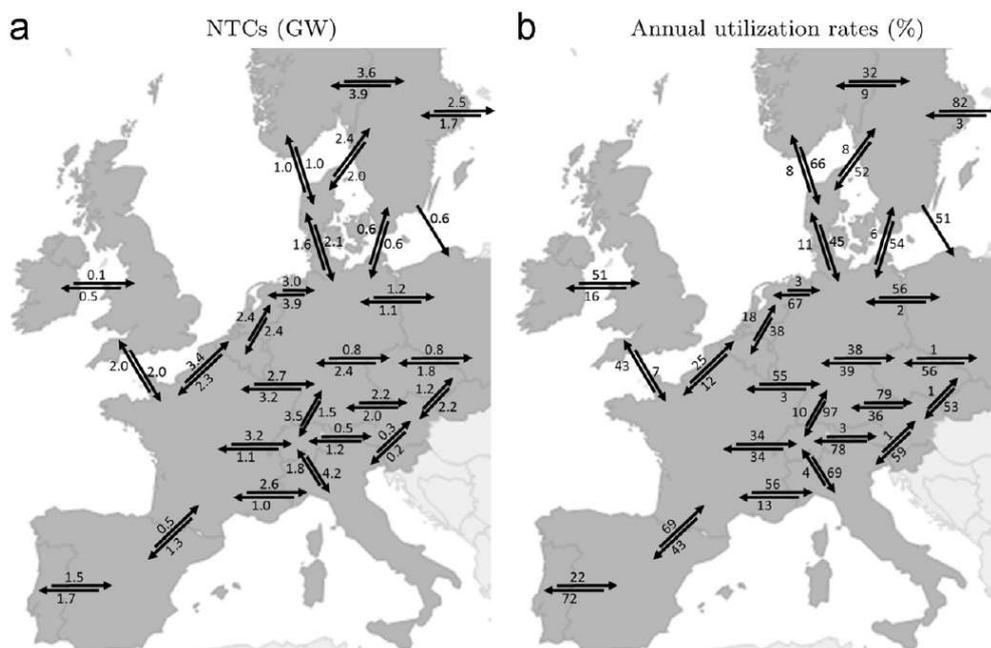


Figura 2.15: (a) Capacidad de intercambio disponible en GW en distintos interconectores europeos en 2011 (b) Utilización media de dichos interconectores basándose en los flujos físicos observados (Fuente: Ilustración proveniente de Abrell and Rausch (2016))

Estos dos métodos coexisten en el mercado europeo, pero según el reglamento relativo a la gestión de las congestiones, la Comisión Europea considera que el FBMC es el mejor método para calcular la capacidad de intercambio en el marco del acoplamiento de mercados, tanto para el mercado diario, como para el mercado intradiario (European Union (2015)). En el caso del mercado a plazos, el reglamento asociado considera que el método ATC es preferible y que sólo se debe utilizar el FBMC si las capacidades de intercambio de las zonas de oferta en cuestión son muy interdependientes (European Union (2016)). A continuación se presenta el funcionamiento del mecanismo ATC, mientras que el funcionamiento del novedoso y complejo mecanismo FBMC se explica en el Apartado 2.3.3.

Si se consideran 3 zonas de oferta interconectadas, tal y como se presentaba en la Figura 2.12, el resultado de aplicar el método ATC para determinar la capacidad

de intercambio disponible en los interconectores se presenta en la Figura 2.16. Dicha capacidad, en cada uno de los sentidos, es la que se considera a la hora de acoplar los distintos mercados interconectados mediante este método. En este caso se puede observar que el área que representa los posibles intercambios de electricidad es un rectángulo, es decir, los intercambios de electricidad en las distintas interconexiones son independientes unos de otros. Por ejemplo, cuando se analiza la exportación de A a B, no se considera el efecto que tienen los intercambios con C. También es importante destacar que, evidentemente, los intercambios no son simétricos para una interconexión dada pues el gestor de la red de transporte parte de una situación previsible²¹ del mercado para determinar así la capacidad del interconector en cada uno de los dos sentidos. Todo ello representa una rigidez importante que viene a añadirse a otras consideraciones que el gestor de la red de transporte debe tener en cuenta como los márgenes de seguridad de la propia instalación, el margen de maniobra para el gestor de la red en caso de imprevisto, etc.

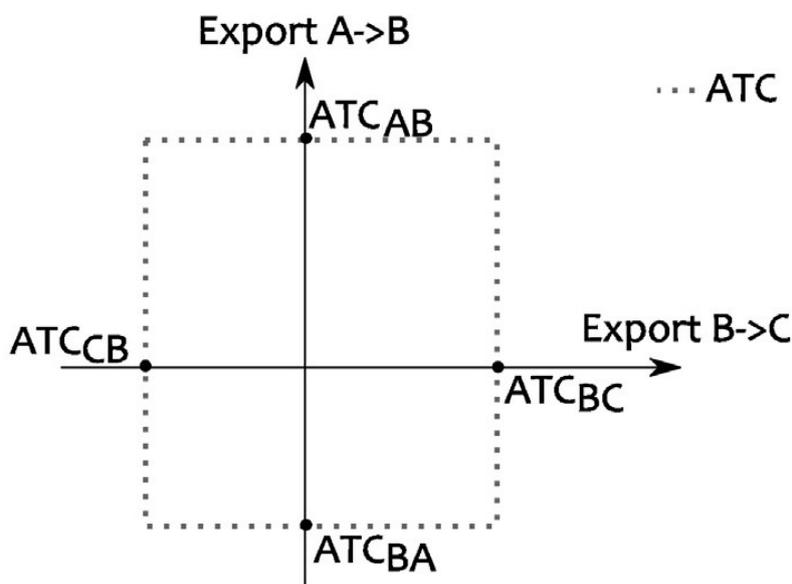


Figura 2.16: Área de los posibles intercambios comerciales transfronterizos con el mecanismo ATC (Fuente: Ilustración proveniente de Van den Bergh et al. (2016))

²¹Esta situación *previsible* no tiene por qué corresponder con lo que va a pasar realmente y, por tanto, los gestores tienden a considerar márgenes de seguridad importantes que les permitan absorber y corregir los errores de previsión. Al tratarse en todos los casos de una previsión, este método nunca tiene en cuenta la situación real de la red eléctrica ni del mercado, siendo esta una de sus principales limitaciones.

Es fundamental tener en cuenta que físicamente la electricidad no va a seguir el camino indicado por los intercambios comerciales de electricidad, sino que va a seguir todos los caminos posibles para llegar desde los lugares de producción hasta los puntos de consumo. Por esta razón, los intercambios físicos que se observan en una interconexión son muchas veces diferentes de los intercambios comerciales derivados del mercado eléctrico. Es por ello por lo que los gestores de la red de transporte tratan de tener los máximos márgenes posibles para poder actuar en caso de imprevisto. Sin embargo, el hecho de tener esos márgenes implica una reducción de la capacidad de intercambio disponible.

El Reglamento 2019/943, asociado al funcionamiento del mercado eléctrico europeo (European Union (2019d)), establece que al menos un 70% de la capacidad de la interconexión debe estar disponible para el comercio interzonal (tanto con el método ATC como FBMC). También es importante tener en cuenta que la definición de las zonas de oferta que componen el mercado zonal europeo deben revisarse al menos cada 3 años según este mismo reglamento. Separar o unificar zonas de oferta puede tener un impacto significativo en el mercado ya que una zona de oferta demasiado grande podría esconder en su interior problemas de congestión que tendrían que resolverse dentro del marco de acoplamiento de mercados. Por tanto, si las zonas de oferta están mal definidas (y este no es un problema sencillo como podrá verse en el Capítulo 3 sobre el estado del arte), se pueden crear distorsiones en el mercado.

Además, respecto al desarrollo de las interconexiones existentes, el Reglamento 2018/199, asociado a la gobernanza energética de la Unión Europea (European Union (2018d)), establece que de aquí al 2030, cada estado miembro debe alcanzar un objetivo mínimo del 15% de interconexión eléctrica con respecto a su demanda punta. Algunos países ya cumplen este objetivo pero para países más aislados, como por ejemplo España, este objetivo es más difícil de cumplir y va a requerir importantes inversiones en el futuro.

Una de las formas de financiar las inversiones para construir nuevas interconexiones es el uso de las rentas de congestión mencionadas en el Apartado 2.2.3, y que aparecen cuando se dan situaciones de congestión en una interconexión. La forma en la que dichas rentas deben utilizarse se indica también en el Reglamento 2019/943 (European Union (2019d)) y el aumento de la capacidad de intercambio interzonal es uno de los usos posibles. En la Unión Europea, los gestores de la red de transporte son las entidades que en general perciben las rentas de congestión y en todo caso, las autoridades de regulación del mercado de la energía son las que controlan que el uso de las rentas de congestión sea conforme a lo indicado en el reglamento correspondiente.

2.3. Organización del sector eléctrico y del mercado diario en la región CWE

Tras haber presentado de forma global la organización del sector eléctrico y del mercado eléctrico en Europa, este apartado se centra en presentar con más detalle la región del Centro-Oeste Europeo así como su peso y las importantes evoluciones que se han dado en ella en el contexto del mercado eléctrico europeo. Los cambios que se han dado en el mercado eléctrico de esta región son únicos y extremadamente interesantes ya que se trata de la primera región europea en la que se adopta el novedoso y complejo mecanismo FBMC para calcular la capacidad de intercambio disponible en los interconectores. Es, por tanto, el primer caso en el que se aplica la metodología de gestión de las interconexiones promovido por el reglamento correspondiente de la Unión Europea (European Union (2015)) además de ilustrar la importancia de la cooperación a nivel regional para construir un mercado europeo de la electricidad plenamente integrado, tal y como se recoge en el reglamento sobre el mercado interior de la electricidad (European Union (2019d)).

2.3.1. Evolución y posicionamiento del mercado eléctrico en la región CWE

La región del Centro-Oeste Europeo o región CWE (*Central Western Europe*) está compuesta por Alemania, Austria, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Países Bajos. Esta región ocupa un lugar fundamental en Europa, tanto por su posicionamiento geográfico como por la importancia de su mercado eléctrico.

El mapa de la Figura 2.17 permite visualizar la extensión y el posicionamiento geográfico de la región CWE en el corazón de Europa. La región está compuesta en la actualidad por cinco zonas de oferta²², pero hasta el 1 de octubre de 2018 la región estaba compuesta por 4 zonas de oferta: Bélgica, Francia, Países Bajos y Alemania (constituida por Alemania, Luxemburgo y Austria hasta el 1 de octubre de 2018 y por Alemania y Luxemburgo desde entonces, (TENNET (2022a))²³).

La separación de las zona de oferta alemana en dos zonas distintas ilustra que el proceso de revisión de las zonas de oferta indicado en el Reglamento 2019/943 (European Union (2019d)) es una realidad y que la construcción del Mercado Interior de la Energía en Europa es un proceso dinámico en continua evolución. Por su parte, ENTSO-E también ha estudiado otras reconfiguraciones de las zonas de oferta en la región CWE como la separación de Alemania en dos o tres zonas de oferta distintas y algo parecido para los Países Bajos (ENTSO-E (2019)). Sin embargo, en el contexto de la región CWE las evoluciones de zonas de oferta que se han producido hasta ahora no son demasiado significativas respecto al funcionamiento global de la región.

En la región CWE, existen en la actualidad interconexiones en todas las fronteras.

²²Se recuerda que una zona de oferta es una extensión geográfica en la que la electricidad se intercambia sin tener en cuenta las limitaciones técnicas asociadas a la red de transporte de electricidad (OFGEM (2014)), lo que implica, en la práctica, que la electricidad tiene el mismo precio en toda la zona.

²³Salvo mención de lo contrario, cuando se hable de *Alemania* se deberá entender el conjunto de países perteneciente a la zona de oferta compuesta por Alemania, Luxemburgo y Austria hasta el 1 de octubre de 2018 y a Alemania y Luxemburgo únicamente desde el 1 de octubre de 2018.



Figura 2.17: Situación geográfica de la región CWE (*Fuente: Elaboración propia*)

No obstante, y pese a lo que se podría imaginar, la interconexión entre Alemania y Bélgica está operativa tan solo desde el 18 de noviembre de 2020, (ELIA (2016)). Todos estos elementos muestran que la región CWE es una región en la que todavía hoy se están dando importantes cambios. Para entender mejor como se ha llegado hasta esta situación, en el siguiente párrafo se presenta brevemente la historia de la construcción y de la evolución del mercado común de la electricidad en la región CWE.

El acoplamiento de mercados se inició en la región CWE en 2006, con el Acoplamiento de Mercado Trilateral (TLC, *Trilateral Market Coupling*). En un principio este acoplamiento se dio para los mercados de Bélgica, Francia y Países Bajos, y la capacidad de intercambio entre zonas de oferta se calculaba mediante el método ATC²⁴. Muy rápidamente, en el año 2007, Alemania, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Países

²⁴Se recuerda que este es uno de los dos métodos de cálculo de la capacidad de intercambio actualmente aceptado en la Unión Europea (European Union (2015)), aunque el método FBMC (que es el otro método) es el que se debe potenciar.

2.3. ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DEL MERCADO DIARIO EN LA REGIÓN CWE

Bajos, con sus correspondientes Reguladores Nacionales de la Energía, gestores de la red y operadores de mercado, firmaron un memorando de entendimiento para el acoplamiento de sus mercados eléctricos y mejorar de esta forma el suministro eléctrico en la región CWE (CWE Authorities (2007)). Austria se sumó a esta iniciativa como miembro de pleno derecho en 2012 y Suiza también lo hizo pero sólo como observadora (CWE National Regulatory Authorities (2015)). Con este acuerdo, se pretendía, en un principio, implementar el innovador mecanismo FBMC para el cálculo de la capacidad de intercambio en las interconexiones a partir del año 2009. Sin embargo, en el año 2008 y tras detectar algunos problemas y dificultades en la implementación de dicho mecanismo, se decidió realizar el acoplamiento de mercados mediante el método ATC, método mejor conocido por el conjunto de los actores del mercado eléctrico y que requiere una menor coordinación y colaboración entre ellos. Estas dificultades no impidieron, sin embargo, que se acordara seguir estudiando la posibilidad de implementar el mecanismo FBMC más adelante (CWE Experts (2011)). Finalmente, tras varios años de estudios y de pruebas (consistiendo principalmente en simulaciones paralelas al mercado real aplicando la nueva metodología FBMC) y tras la aprobación de todos los Reguladores Nacionales de la Energía, se decidió implementar de forma definitiva la novedosa y compleja metodología FBMC en la región CWE a partir del 21 de mayo de 2015 (CWE Partners (2015)). Este hecho supuso la implementación del mecanismo FBMC en Europa por primera vez y, desde entonces, ha seguido aplicándose en la región CWE sin interrupción en el marco del mercado diario.

Por último, es fundamental destacar la importancia que tiene el mercado eléctrico de la región CWE en Europa. La Figura 2.18 muestra las exportaciones de electricidad netas de varias regiones en Europa y se puede observar que la región CWE es la que exporta más electricidad de toda Europa. Las diferencias con respecto a las exportaciones o importaciones del resto de regiones son muy notables. Esto pone en evidencia el peso que ocupa el mercado eléctrico de la región CWE en el contexto europeo y, por ello, los cambios que se dan en esta región pueden tener consecuencias

muy importantes sobre el resto de Europa y deben, por tanto, estudiarse y analizarse con atención.

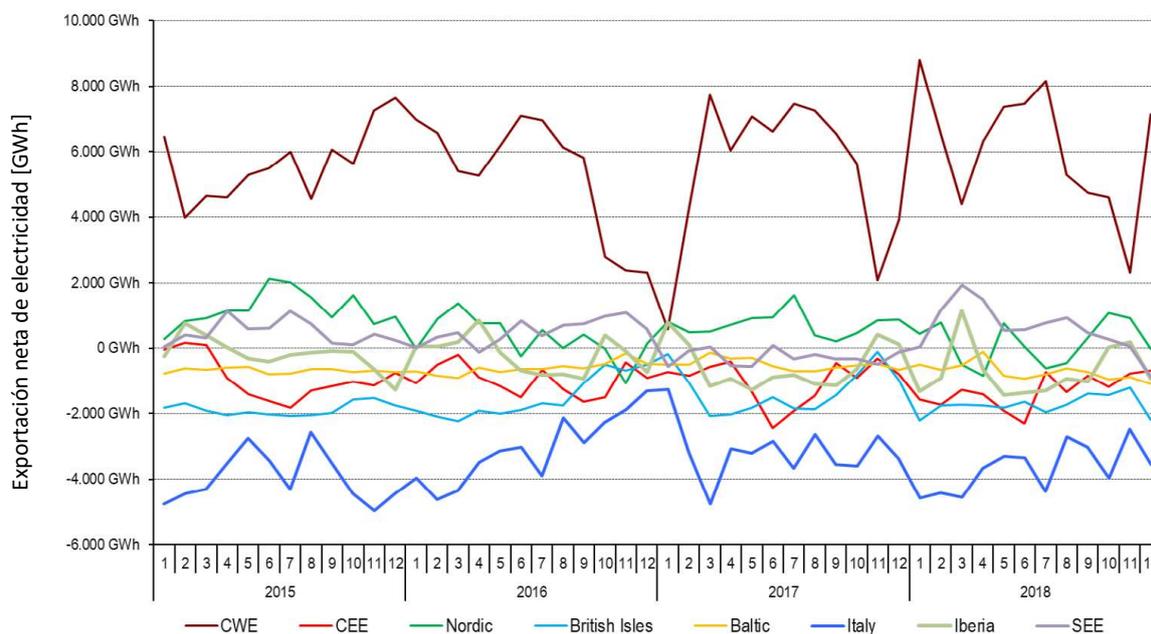


Figura 2.18: Flujos de intercambios de electricidad mensuales y por regiones en la Unión Europea (Fuente: Gráfico proveniente de Market Observatory for Energy (2018a))

Además de la importancia de los intercambios de electricidad que realiza la región CWE con el resto de Europa, es también necesario indicar que la región CWE cuenta con los dos mayores productores de electricidad de la Unión Europea, se trata de Alemania y Francia. Según datos de Eurostat, Alemania y Francia produjeron respectivamente un 20.8% y 19.7% del total de la electricidad generada en 2019 en el conjunto de la Unión Europea²⁵, (Eurostat (2021)). De esta forma, considerando únicamente esos dos países, la región CWE produce más del 40% del total de la electricidad en la Unión Europea, lo cual pone de nuevo de manifiesto la importancia de primer orden que tiene esta región en la construcción del Mercado Interior de la Energía a nivel europeo.

²⁵Muy por delante de Italia, el tercer mayor productor de electricidad con un 10.2% en ese mismo año.

2.3.2. Descripción del sector eléctrico en la región CWE

Tras haber presentado la evolución que se ha dado en el mercado eléctrico en la región CWE y, tras haber presentado el posicionamiento de esta región respecto al resto de la Unión Europea, este apartado se centra en presentar más en detalle cómo es la región CWE en su interior. En esta sección, *Alemania* se refiere únicamente a Alemania; Austria y Luxemburgo quedan, por tanto, excluidas de este análisis.

En primer lugar, la Tabla 2.1 presenta la evolución de la producción y el consumo de electricidad entre 2016 y 2018 para los cuatro países principales. Esta tabla permite ver el importante protagonismo que tienen en la región Francia y Alemania, tanto por su producción como por su consumo de electricidad. Además, estos datos dejan ver que Bélgica es el único país importador neto de electricidad mientras que Alemania, Francia y Países Bajos son exportadores netos de electricidad. También es interesante señalar que, en el año 2018, todos los países produjeron menos electricidad a excepción de Francia que, debido a la alta disponibilidad de sus centrales nucleares en ese año, su producción aumentó considerablemente.

Tabla 2.1: Producción y demanda de electricidad en la región CWE

País	Producción (TWh)			Demanda (TWh)		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Alemania*	636.5	646.0	621.2	541.4	557.1	544.8
Francia	535.7	531.7	550.6	478.6	477.9	472.0
Bélgica	80.1	81.0	70.0	85.8	87.0	87.2
Países Bajos	135.0	133.7	119.7	119.8	120.6	119.5

* Únicamente Alemania y no el conjunto de la zona de oferta alemana

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

Esta última observación sobre Francia pone de manifiesto que es importante conocer las tecnologías de las que dispone cada país para producir electricidad. Cada tipo de tecnología presenta sus propias características respecto a la producción de electricidad. Por ejemplo, hay algunas formas de producir electricidad que dependen directamente de la meteorología como, por ejemplo, la energía solar o la energía eólica. La energía

hidráulica también depende de la meteorología pero no de la misma forma que las dos anteriores ya que, a diferencia del sol y del viento, el agua si se puede almacenar para producir electricidad en otro momento. Otros tipos de energía pueden controlarse, este es el caso por ejemplo del gas, el carbón, la biomasa o la energía nuclear. Sin embargo, estas distintas tecnologías se diferencian por sus características físicas y técnicas: tiempo que necesitan para ponerse en marcha, capacidad para variar su producción, tipo de combustible utilizado, etc. Así, por ejemplo, la energía nuclear es un medio de generación de electricidad que necesita tiempo para ponerse en marcha y una vez que llega a su nivel de producción nominal apenas tiene variaciones. Sin embargo, los medios de producción que utilizan el gas como combustible son, en general, mucho más flexibles y pueden encenderse y apagarse mucho más rápido que una central nuclear. Es importante tener en cuenta este tipo de características a la hora de interpretar cómo se comporta el mercado eléctrico de uno u otro país.

En el caso de la región CWE, los gráficos de la Figura 2.19 muestran la repartición por tecnologías del parque de producción en los principales países en el año 2018. A partir de estos gráficos se puede observar que todos los parques de producción de electricidad de la región CWE presentan importantes diferencias. Por ejemplo, la principal tecnología (en términos de potencia instalada) es diferente en cada uno de los países representados. En Alemania, la principal tecnología de producción es la eólica terrestre, seguida del carbón y la energía solar. En Francia domina claramente la energía nuclear, seguida de la energía hidráulica. En el caso de Bélgica, la energía nuclear también ocupa un lugar importante aunque en este caso la tecnología con mayor peso en el parque de producción es el gas. Esta última fuente de energía es también la que predomina, y con mucha claridad, en los Países Bajos, seguida del carbón.

2.3. ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DEL MERCADO DIARIO EN LA REGIÓN CWE

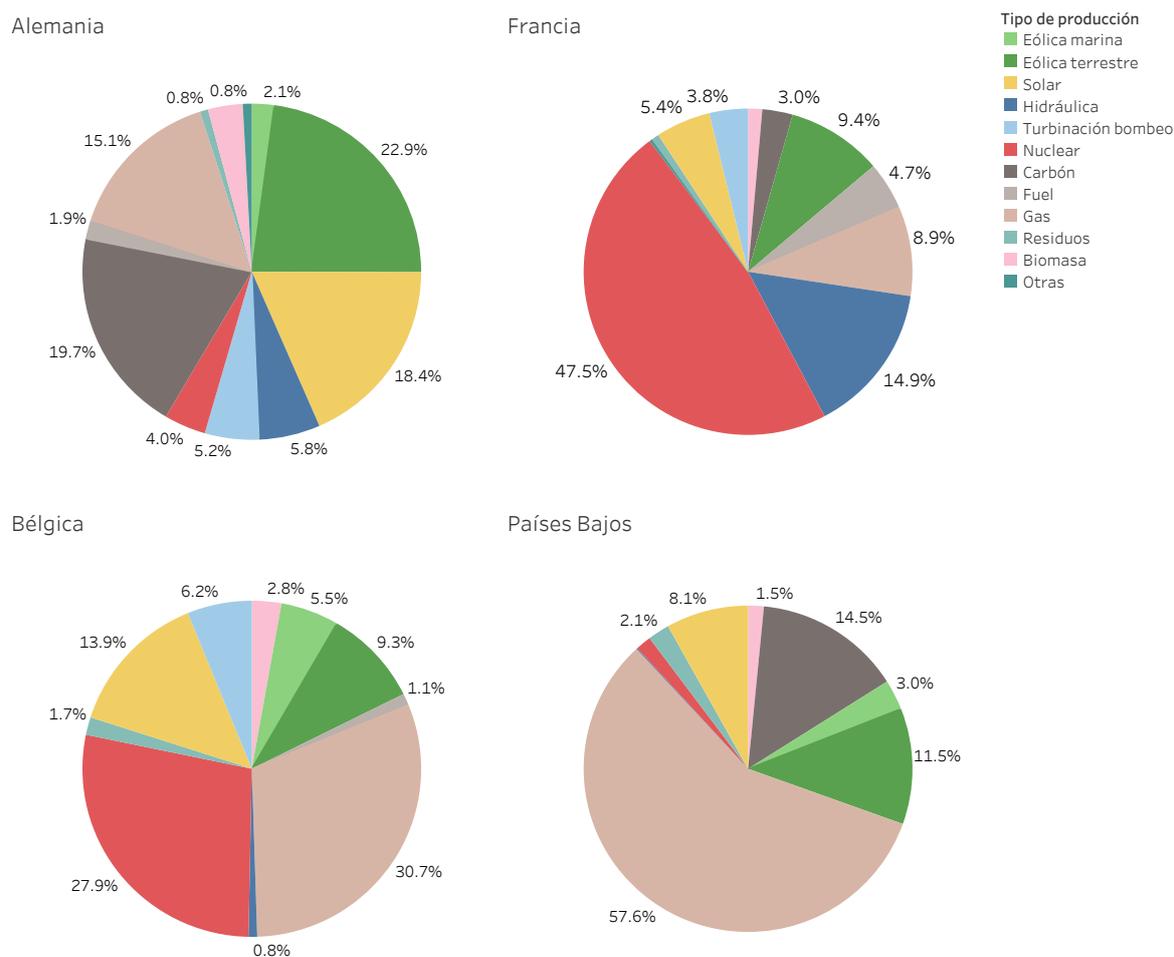


Figura 2.19: Repartición de la potencia instalada en las zonas de oferta de la región CWE en 2018 (Fuente: Elaboración propia basada en datos de ENTSO-E)

Además, es también interesante señalar las diferencias que existen respecto al tamaño del parque de producción en cada uno de los países presentados en la Figura 2.19²⁶:

- Alemania: 238.5 GW,
- Bélgica: 21.3 GW,
- Francia: 132.9 GW,
- Países Bajos: 32.0 GW.

Estos datos muestran que cada uno de estos países tiene una capacidad de produc-

²⁶Los datos presentados a continuación están basados en los de ENTSO-E para el año 2018.

ción de electricidad muy diferente, siendo, por ejemplo, la capacidad de producción en Alemania superior a la de la suma de los otros países. Sin embargo, esta capacidad de producción no se traduce necesariamente en una mayor producción de forma sistemática. Por esta razón, además de identificar el parque de producción de los principales países de la región CWE, es también igual de importante analizar la repartición de la energía eléctrica realmente producida.

Los gráficos de la Figura 2.20 muestran la repartición de dicha producción de electricidad, por tipo de tecnología y para los principales países de la región en el año 2018. Se recuerda que la generación total de electricidad para estos países puede encontrarse en la Tabla 2.1. En primer lugar, se puede observar que los gráficos correspondientes a Francia y Alemania son los que más cambian respecto a los de la Figura 2.19. Esto se debe, por una parte, al aumento de la proporción en la electricidad de origen nuclear (y en menor medida del carbón) y, por otra parte, a la disminución en la proporción de las fuentes de energía renovable (solar y eólica). Esto es producto de que la energía nuclear y el carbón tienen un factor de carga muy elevado (es decir, que producen al 100 % de su capacidad durante mucho tiempo a lo largo del año), mientras que las energías renovables (como la eólica y la solar) suelen tener un factor de carga mucho más bajo. Esto explica las diferencias que existen entre los gráficos de las Figuras 2.19 y 2.20. En el caso de Bélgica y Países Bajos estas diferencias son menos notables pero aun así se pueden observar estas mismas tendencias²⁷. Las diferencias existentes entre capacidad de producción y producción efectiva de electricidad son, por tanto, también un elemento que hay que tener en cuenta a la hora de analizar el sector eléctrico de un país. Estas diferencias explican que, en el año 2018, Alemania sólo haya producido un 12.8 % más de electricidad que Francia pese a tener una capacidad de producción superior en casi un 80 % a la de este último país.

Por último, en el contexto del desarrollo y de la modificación de los parques de

²⁷En el caso de Bélgica es también importante señalar que la producción nuclear de 2018 fue especialmente baja, en 2017 dicha proporción fue del 49.5 % y en 2019 fue del 47.5 %.

2.3. ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DEL MERCADO DIARIO EN LA REGIÓN CWE

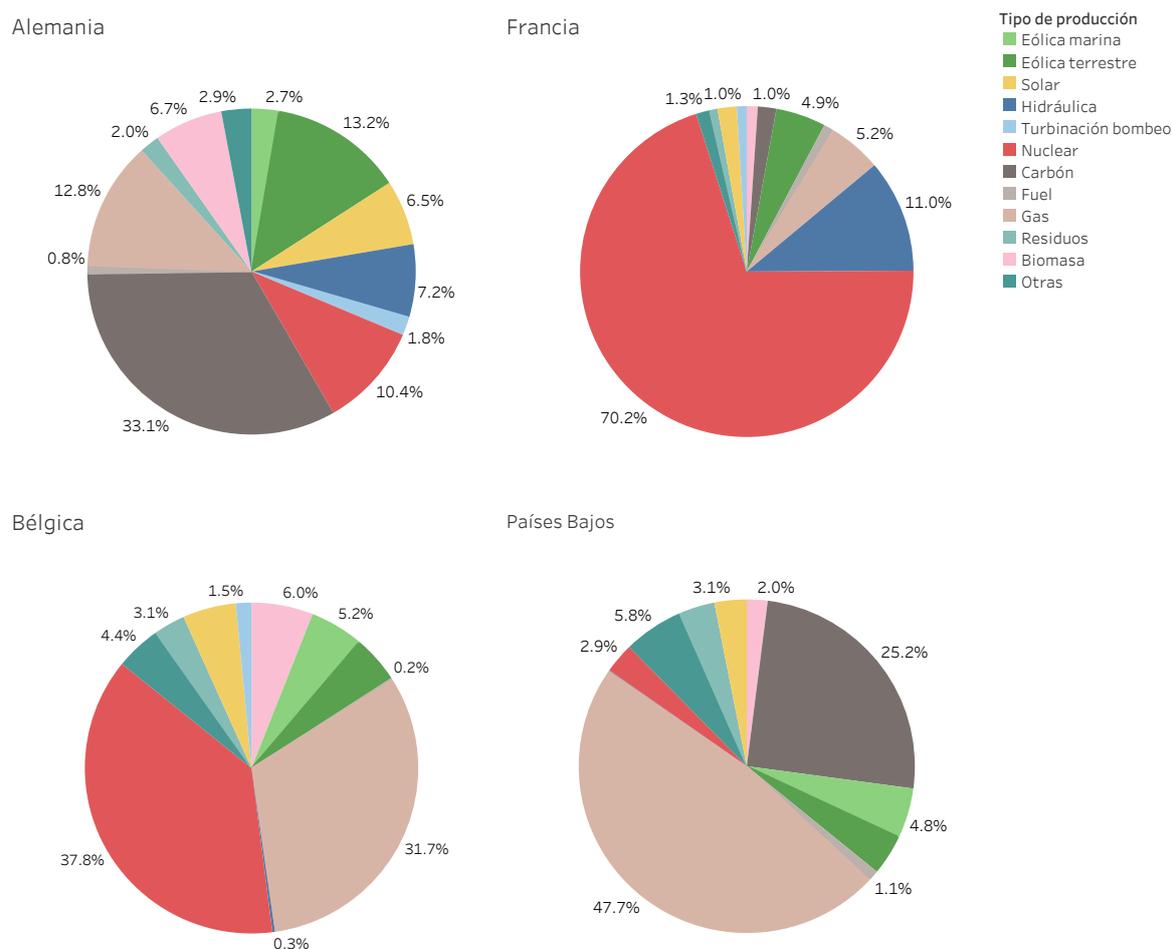


Figura 2.20: Repartición de la producción de electricidad en las zonas de oferta de la región CWE en 2018 (Fuente: *Elaboración propia basada en datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA)*)

producción de los distintos países de la región CWE, es importante subrayar el gran desarrollo que han conocido las fuentes de energía renovable en los últimos años. La Tabla 2.2 muestra, en el caso de Alemania, la evolución de la potencia instalada de las tres fuentes de energía renovable que más relevancia han ido ganando en los últimos años (solar, eólica terrestre y eólica marina)²⁸.

Esta tabla permite ver que el desarrollo de estas energías renovables ha sido muy constante y continuado a lo largo de los últimos años en Alemania, que es el país que cuenta en la actualidad con la mayor capacidad instalada de todas estas tecnologías en la región CWE. Esta evolución ha sido especialmente importante en el caso de la eólica

²⁸Para cada año, los datos reflejan la potencia instalada el 31 de diciembre.

Tabla 2.2: Evolución de la potencia solar y eólica instaladas en Alemania

		2014	2015	2016	2017	2018
Solar	Potencia instalada (en GW)	37.9	39.2	40.7	42.3	45.2
	Variación respecto a 2014	0 %	3 %	7 %	12 %	19 %
Eólica terrestre	Potencia instalada (en GW)	37.6	41.3	45.3	50.2	52.5
	Variación respecto a 2014	0 %	10 %	20 %	33 %	40 %
Eólica marina	Potencia instalada (en GW)	1	3.3	4.2	5.4	6.4
	Variación respecto a 2014	0 %	230 %	320 %	440 %	540 %

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de Fraunhofer ISE

marina que hasta hace muy poco apenas había empezado a instalarse a gran escala²⁹. De este modo, la consideración de este tipo de fuentes de energía, así como de su evolución a lo largo de estos últimos años, se presenta como un elemento indispensable para entender y estudiar el comportamiento del mercado eléctrico en la región CWE.

2.3.3. Mecanismo FBMC para el acoplamiento de los mercados diarios de la electricidad en la región CWE

Este último apartado se centra en presentar cómo se realiza en la actualidad el acoplamiento de los mercados diarios de la electricidad en la región CWE. Además de presentar su funcionamiento, se presenta también el interés y la relevancia que tiene el estudio de este mecanismo de acoplamiento de mercados.

Explicación e implementación del mecanismo FBMC en la región CWE

Tal y como se ha indicado en el Apartado 2.3.1, en la región CWE se utiliza el método basado en los flujos de energía (mecanismo FBMC) desde el 21 de mayo de 2015 para el acoplamiento de los mercados diarios. EPEX Spot es el operador de mercado en la región CWE y es el responsable de llevar a cabo dicho acoplamiento de mercados en la región.

²⁹En el caso de Francia no existe actualmente ninguna central de producción que utilice la energía eólica marina, (France Inter (2021)).

El FBMC es el método que se debe potenciar para calcular la capacidad de intercambio en las interconexiones según el Reglamento 2015/1222 de la Comisión Europea, relativo a la gestión de las congestiones (European Union (2015)). Sin embargo, su funcionamiento es mucho más complejo que el método ATC presentado en el Apartado 2.2.3, ya que considera de forma más realista el comportamiento físico de la red eléctrica para calcular las capacidades de intercambio en las interconexiones en las que se aplica esta metodología.

En vez de considerar cada interconexión por separado, el mecanismo FBMC considera el conjunto de las interconexiones simultáneamente para, de esta forma, conseguir maximizar el uso de sus capacidades de intercambio. Este enfoque permite considerar de forma mucho más realista las distintas situaciones que se pueden dar respecto a los intercambios interzonales que pueden existir en una región. A continuación se expone brevemente el funcionamiento de este mecanismo en el caso de considerar tres zonas de oferta interconectadas como en lo ilustrado por la Figura 2.12. Para profundizar en el funcionamiento de este novedoso mecanismo de acoplamiento de mercados, el lector puede consultar las siguientes referencias: Van den Bergh et al. (2016); ACER/CEER (2017); Bjørndal et al. (2018); Kristiansen (2020); CWE TSOs (2020); Schönheit et al. (2021).

Con el mecanismo FBMC, los gestores de la red de transporte calculan la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones basándose principalmente en tres parámetros:

- Ramas críticas de la red eléctrica (*Critical Branches*): se trata de los elementos de la red eléctrica especialmente impactados por los intercambios transfronterizos.
- Factores de la matriz de transmisión y distribución de electricidad (PTDF, *Power Transfer Distribution Factor matrix*): factores que permiten describir la influencia que tiene cada rama crítica en las posiciones netas (importadoras o

exportadoras) de todas las zonas de oferta acopladas mediante FBMC³⁰.

A partir de estos elementos, el FBMC permite calcular el margen disponible para el intercambio (RAM, *Remaining Available Margin*), es decir, la cantidad de electricidad máxima que se puede intercambiar a nivel de cada interconexión. Gracias a las aproximaciones físicas consideradas, esta capacidad máxima de intercambio no es constante para cada interconexión sino que depende de lo que pase en las otras interconexiones de la región interconectada. De este modo, en el caso de considerar tres zonas de oferta (como en el caso de la Figura 2.12), se obtiene para la zona de oferta A un área posible para los intercambios de electricidad, como la que se puede ver en la Figura 2.21. Al depender de lo que pasa en las otras interconexiones, el área para los posibles intercambios ya no es un rectángulo, como en el caso del método ATC (ver explicación asociada a la Figura 2.16) sino que tiene una forma más compleja que va a depender de los parámetros descritos anteriormente y de los intercambios existentes entre las distintas zonas. En efecto, en este caso, los intercambios de A hacia B se pueden realizar desde A hacia B directamente o bien pueden hacerse transitando por C, aumentando de esta forma la capacidad de intercambio entre A y B. En general, tal y como se presenta en los distintos trabajos e informes realizados sobre esta metodología, el área del FBMC es superior a la del ATC. Esto puede verse también en la Figura 2.21 en la que aparece igualmente el área de los posibles intercambios interzonales obtenidos mediante el método FBMC. De esta forma, se obtiene, al menos teóricamente, una mayor posibilidad de uso de la capacidad de las interconexiones, pudiéndose así mejorar la convergencia y reducir el número de situaciones de congestión.

Se recuerda que según el Reglamento 2019/943 de la Unión Europea, relativo al mercado de la electricidad (European Union (2019d)), es necesario que se utilice al menos un 70 % de capacidad de uso de la interconexión en el marco del acoplamiento de los mercados. Esto significa que la RAM debe alcanzar dicho valor. En el caso de la

³⁰estos factores se calculan a partir de otros factores asociados el impacto del cambio en el nivel de generación (GSKs, *Generation Shift Keys*).

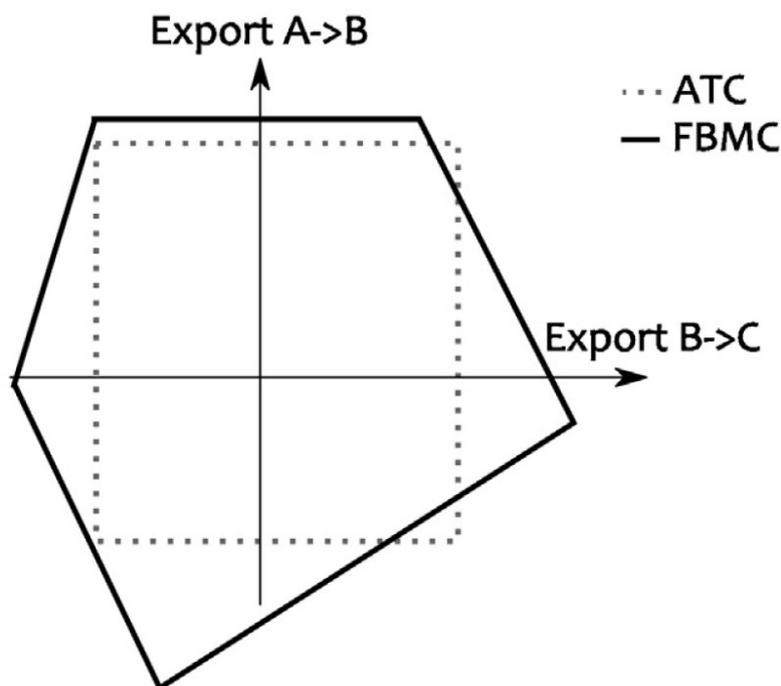


Figura 2.21: Área de los posibles intercambios comerciales transfronterizos con el mecanismo FBMC (*Fuente: Ilustración proveniente de Van den Bergh et al. (2016)*)

región CWE este objetivo debe alcanzarse en 2025, y en la actualidad ese valor mínimo es tan sólo del 20 %, (Elia (2019)).

Por lo que se refiere a la región CWE, también es interesante señalar que el FBMC empezó a implementarse con una modificación para evitar los flujos físicos de electricidad contra-intuitivos (es decir, en los que la electricidad circula desde el país más caro hacia el país más barato) que se pueden dar con el FBMC. En un principio, el impacto de esta modificación debía ser mínimo pero, en 2020, los Reguladores Nacionales de la Energía de la región CWE decidieron dejar de utilizar dicha modificación e implementar el FBMC de forma total, (CWE TSOs (2020)).

Como ha podido comprobarse a lo largo de toda la descripción anterior, la implementación del FBMC en la región CWE es un claro ejemplo de la importancia de la cooperación regional entre todos los actores para construir un mercado interior de la electricidad plenamente integrado a nivel europeo, tal y como se indica en el Reglamento 2019/943.

Interés del estudio del mecanismo FBMC para el acoplamiento de los mercados diarios

La metodología FBMC para el acoplamiento de los mercados eléctricos es muy compleja y, a menudo, se señala la dificultad que tienen los actores del sector eléctrico para entender su funcionamiento (Van den Bergh et al. (2016); Kristiansen (2020); Finck (2021)). Esto demuestra la importancia que tiene estudiar el comportamiento y las consecuencias que tiene este novedoso mecanismo en el contexto del mercado eléctrico europeo.

En la Unión Europea, la metodología FBMC sólo se ha implementado en la región CWE en el marco del mercado diario. Sin embargo, en el futuro debería extenderse tanto geográficamente (a los países escandinavos (Statnett (2017); Scandinavian TSOs (2020)) y a otros países de Europa central y del este (CWE and CEE Parties (2016); ENTSO-E (2022b)) como al mercado intradiario (Central Western Europe National Regulatory Authorities (2015); European Union (2015)). Este punto indica también que va a ser cada vez más necesario disponer de herramientas para evaluar y entender el funcionamiento del mecanismo FBMC.

Uno de los principales objetivos del FBMC es mejorar la integración de los mercados eléctricos mediante una mejor utilización de la capacidad disponible en las interconexiones transfronterizas. Como consecuencia de este uso más eficiente de las interconexiones, las situaciones de congestión (es decir, de no convergencia de precios) deberían disminuir con esta nueva metodología.

Además, será también muy importante tratar de entender e identificar cuáles son los factores que favorecen la convergencia o la congestión en un contexto en el que se aplica el FBMC. En efecto, la mayor complejidad de este mecanismo puede hacer que sea difícil identificarlos, y este es sin embargo un aspecto clave para que los actores del sector eléctrico en general y los actores políticos, en particular, puedan tomar las

mejores decisiones respecto a la evolución futura de dicho mecanismo o bien de la propia infraestructura asociada al sector eléctrico (desarrollo de las interconexiones, de la red eléctrica en un país, de nuevos medios de producción, etc.).

Estos cambios se producen además en un contexto en el que el panorama del mercado eléctrico está cambiando a gran velocidad con, por ejemplo, la introducción de cada vez más fuentes de energía renovable en los parques de producción. Estas transformaciones hacen que sea todavía más necesario disponer de herramientas eficaces y fácilmente adaptables para entender el funcionamiento del FBMC.

De esta forma, el presente estudio se va a centrar en los dos puntos señalados anteriormente. Por una parte, en el Capítulo 5 se va a analizar la evolución de las situaciones de convergencia antes y después de la implementación del FBMC, con el objetivo de evaluar si dicho mecanismo ha permitido efectivamente mejorar la convergencia de precios en la región tras haber sustituido al método ATC. Por otra parte, el objetivo del presente estudio será identificar cuáles son los principales factores que permiten explicar y entender por qué se dan situaciones de convergencia o de congestión en la región CWE tras la implementación del FBMC, dichos resultados se presentan en el Capítulo 6. Este trabajo va a permitir mejorar de forma sustancial el entendimiento general que se tiene sobre esta nueva y compleja metodología. Los resultados que se deriven de dicho estudio serán, además, especialmente útiles para el conjunto de actores implicados en el funcionamiento del mercado eléctrico, tanto de la región CWE como de las otras regiones en las que el FBMC debería implementarse en los próximos años.

Capítulo 3

Estado del arte

Este capítulo presenta un repaso de los principales trabajos relacionados con el estudio de la integración de los mercados eléctricos en la región del Centro-Oeste Europeo, pero sin limitarse únicamente a este aspecto. El objetivo de esta presentación es permitir al lector situar y contextualizar los avances del presente trabajo respecto a los otros estudios que se han realizado en este campo durante los últimos años y que han ido multiplicándose según va avanzando la integración del mercado eléctrico europeo.

Con el objetivo de facilitar la comprensión del análisis bibliográfico, la presentación de los trabajos se divide en tres apartados, centrado cada uno en un aspecto diferente. En primer lugar, el Apartado 3.1 describe los trabajos directamente relacionados con el estudio de la integración de los mercados eléctricos en la región CWE. A continuación, el Apartado 3.2 presenta los trabajos relativos a otros aspectos del mercado eléctrico pero que tienen un impacto muy importante sobre la integración de los mercados. Por último, el Apartado 3.3 introduce algunos de los trabajos relacionados con la aplicación específica de técnicas de aprendizaje automático (*machine learning*) para el estudio de los mercados eléctricos. Este último apartado se considera de forma específica ya que, como se verá más adelante, una parte del presente trabajo está justamente basado en

dichas técnicas.

La mayor parte de las referencias bibliográficas presentadas en este Capítulo están basadas en las mencionadas en los artículos Saez et al. (2019); Corona et al. (2022), publicados por el autor (como autor principal o coautor).

Contenido

3.1	Estudio de la integración del mercado eléctrico diario en la región CWE	77
3.2	Estudio de otros aspectos relevantes del mercado eléctrico en Europa	88
3.3	Aprendizaje automático en el estudio de los mercados eléctricos .	93

3.1. Estudio de la integración del mercado eléctrico diario en la región CWE

El estudio de la integración de los mercados eléctricos está adquiriendo cada vez más importancia y en especial su estudio en el continente europeo en el que ha habido muchos avances en este sentido a lo largo de los últimos años. La revisión bibliográfica presentada en este apartado se centra principalmente en el desarrollo de la integración del mercado eléctrico diario (o mercado *spot*) en la región CWE, que es el eje central de esta tesis. En primer lugar se presenta una selección de trabajos cuyo objetivo es entender específicamente cómo funciona el novedoso y complejo mecanismo FBMC implementado en la región CWE desde mayo de 2015 para gestionar las interconexiones de dicha región. En segundo lugar, se muestra una selección de trabajos más generales sobre la integración del mercado eléctrico en la región CWE. Esta presentación se realiza en orden cronológico para entender mejor de qué manera ha ido evolucionando y multiplicándose la investigación en este campo.

El interés por el funcionamiento del mecanismo FBMC para gestionar las interconexiones de un conjunto de países interconectados eléctricamente entre sí ha ido cobrando cada vez más importancia a lo largo de los últimos años, especialmente desde 2015, año en el que se implementó por primera vez en la región CWE. Es importante tener en cuenta que el FBMC forma parte de los mecanismos para gestionar las interconexiones y, por tanto, es una forma de gestionar las situaciones de congestión en la red eléctrica de transporte. Hay trabajos que se han centrado en recopilar y analizar distintos tipos de métodos existentes para gestionar la congestión (Pillay et al. (2015)). Otros trabajos se han centrado más bien en proponer e investigar la aplicabilidad de nuevos métodos para gestionar las interconexiones (Hosseini et al. (2016)), proponiendo distintas formas de enfocar el problema de la congestión (que, en definitiva, corresponde a un problema de optimización dadas las restricciones impuestas por las condiciones de funcionamiento de la red eléctrica). Sin embargo, hay otros trabajos

que se centran únicamente en el estudio del FBMC en la región CWE y tratan de explicar cómo funciona dicho mecanismo (Van den Bergh et al. (2016)), insistiendo en su complejidad y en el hecho de que incluso los actores del mercado tenían dificultades para entender su funcionamiento. Otro trabajo, publicado cuatro años más tarde que el anterior, señala también el bajo nivel de comprensión de dicha metodología por parte de los actores de mercado (Kristiansen (2020)). No obstante, este no es el único trabajo reciente que insiste sobre este punto y así, en 2021 se puede encontrar otro trabajo que subraya las dificultades para entender este mecanismo (Felten et al. (2021)), basándose en los informes publicados por ENTSO-E. Este aspecto indica claramente que es importante seguir trabajando para tratar de entender mejor cómo funciona este mecanismo de gestión de las interconexiones y cuáles son sus consecuencias sobre el funcionamiento del mercado eléctrico. Otro estudio publicado en 2016 trató también de describir el funcionamiento del FBMC comparándolo con el sistema ATC¹ no sólo desde un punto de vista teórico sino también práctico (Plancke et al. (2016)). Otros trabajos también han presentado los fundamentos del FBMC para describir su funcionamiento e identificar sus parámetros más significativos (Schönheit et al. (2021)). En la misma línea, se ha discutido la importancia de la selección de los elementos críticos de la red (uno de los parámetros fundamentales del FBMC) para el FBMC (Schönheit et al. (2022)), indicando que los gestores de la red deben elegirlos en función de los patrones de congestión que se pueden prever. Recientemente, otros trabajos se han interesado también por ayudar a los gestores de la red a evaluar de forma apropiada la cantidad de electricidad que se puede intercambiar en las interconexiones bajo el mecanismo FBMC en la región CWE (Zad et al. (2021)). El objetivo de dicho estudio es poder incluir con mayor confianza las previsiones de las capacidades de intercambio transfronterizo en los estudios sobre la adecuación entre generación y demanda de electricidad en los distintos países interconectados mediante el FBMC.

En 2010, ya se empezaron a estudiar las relaciones a largo plazo entre los precios de

¹Se recuerda que este es el sistema de gestión de las interconexiones que se utilizaba en la región CWE antes del FBMC.

la electricidad en Francia, Alemania, los Países Bajos y Austria (Bosco et al. (2010)), considerando en este caso datos hasta el año 2007. La dinámica común que se observa en su comportamiento a largo plazo se atribuye a las similitudes del diseño del mercado eléctrico en el conjunto de Europa así como al hecho de que todos estos países tienen la misma tecnología marginal para producir electricidad. En 2013, se analizó el impacto que tenían los precios del CO_2 sobre la integración de los mercados eléctricos europeos (con especial atención en los países de Europa Central) (Aatola et al. (2013)), y para ello se consideraron datos entre 2003 y 2011. Los resultados de dicho estudio demostraron que el precio del CO_2 tuvo un impacto positivo sobre la integración de los mercados eléctricos. Sin embargo, el impacto de las fuentes de energía renovable no se consideró en el estudio y los autores mencionaron que sería necesario incluirlas en estudios posteriores debido al peso creciente de este tipo de tecnología en los distintos parques de producción de electricidad en Europa. Considerando los datos entre 2003 y 2010, se investigó la mejora de la integración de varios mercados diarios europeos (y en particular de los de la región CWE) (Huisman and Kiliç (2013)). Los resultados del estudio demostraron que la creciente interconexión de todos esos mercados eléctricos contribuyó de forma significativa a reducir la volatilidad en dichos mercados. También se estudió la integración del mercado entre los mercados francés, alemán e italiano durante el periodo comprendido entre 2004 y 2010 (Bollino et al. (2013)), permitiendo este estudio identificar el papel principal que el mercado alemán tiene en este campo. Además, se señala la importancia de considerar las diferencias en el mix energético de cada país para entender el comportamiento del mercado eléctrico en cada uno de ellos. El estudio presentado en (Mulder and Scholtens (2013)) se interesa en el impacto que las fuentes de energía renovable (especialmente la eólica) tuvieron sobre los precios de la electricidad en los Países Bajos entre 2006 y 2011. Los resultados del trabajo indicaron que durante esos años el impacto de estas fuentes de energía sobre el precio de la electricidad fue bastante modesto (en el caso de la energía eólica y nulo en el caso de la energía solar) ya que no eran lo suficientemente importantes como para que cambiara

la tecnología marginal para producir electricidad², las centrales de gas en este caso. En dicho estudio se utilizaron datos meteorológicos (velocidad del viento e irradiación solar) de los Países Bajos y de Alemania. Sin embargo, ese mismo año, el desarrollo de las fuentes de energía renovable, acelerado por el abandono de la energía nuclear en Alemania³, se identificó como uno de los principales impulsores de la congestión de la red de transporte en Alemania (Bruninx et al. (2013)). Un año más tarde, se examinó el impacto de la generación de energía eólica en los precios de la electricidad en Alemania (Ketterer (2014)). Los resultados de dicho trabajo permitieron identificar dos consecuencias principales: por un lado, una reducción del nivel de precios y por otro lado, un aumento de su volatilidad. Este doble efecto sobre los precios de la electricidad debido al desarrollo de la energía eólica es muy habitual en la literatura, sobre todo a partir del año 2014 ya que, como se ha indicado anteriormente, el estudio llevado a cabo en el caso de los Países Bajos un año antes no permite ver este efecto con tanta claridad. Esto indica que el desarrollo cada vez más importante de las fuentes de energía renovable debe ser considerado en el estudio del comportamiento y de la evolución de los mercados eléctricos de la región CWE.

En 2015, se estudiaron las consecuencias de las políticas energéticas nacionales adoptadas por Alemania en la integración de los mercados eléctricos europeos (de Menezes and Houllier (2015)), haciendo especial hincapié en las consecuencias que esto tuvo en Francia y los Países Bajos. En dicho trabajo, también se investigó la correlación positiva en la evolución de los precios entre los países con mayor capacidad de interconexión, señalando de este modo una mayor integración según se aumenta la capacidad de interconexión. Otro estudio se centró en analizar las deficiencias actuales del sistema eléctrico europeo en el desarrollo de las interconexiones y en como este desarrollo facilitaría una mejor integración de las energías renovables (Huppmann and Egerer (2015)). El estudio se realiza desde la perspectiva de la teoría de juegos para tratar de entender como el desarrollo de las interconexiones está condicionado en la

²La tecnología marginal es justamente la que marca los precios, ver Capítulo 2.

³Acelerado a su vez por el accidente nuclear de Fukushima en 2011, (IAEA (2015)).

actualidad por el hecho de que las decisiones sobre el desarrollo de la red eléctrica se toman a nivel nacional. Ese año también se investigaron las consecuencias del aumento de las fuentes de energía renovable en el mix eléctrico de Alemania respecto a los mercados eléctricos francés y alemán (Phan and Roques (2015)). Como en casos anteriores, se prueba empíricamente que la mayor penetración de las energías renovables tienden a bajar el precio de la electricidad mientras al mismo tiempo hace que aumente su volatilidad y, constata que esto se ha dado tanto en el país en el que aumenta la proporción de energías renovables (Alemania) como en los países fuertemente interconectados (Francia en este caso). El estudio también destacó la necesidad de coordinar las políticas energéticas de los países cuyos mercados eléctricos están acoplados. Este aspecto del acoplamiento de mercados también fue estudiado ese año pero en este otro caso asociado a la interconexión entre Francia y Gran Bretaña (Ochoa and van Ackere (2015)). Este trabajo indica las dificultades de diseñar políticas energéticas para los países interconectados pero señalando al mismo tiempo que cuando mayor complementariedad existe entre las zonas interconectadas (a nivel del parque productivo por ejemplo) mayores son los beneficios que se pueden esperar de la interconexión. Centrándose de nuevo en la región CWE de forma específica, y para hacer frente al aumento de las fuentes de energía renovable en la región, se examinaron en otro trabajo los beneficios del control topológico para gestionar las situaciones de congestión en la región CWE (Han and Papavasiliou (2015)). Además, en este contexto de aumento de las fuentes de energía renovable, se estudió la capacidad de la red de transporte de electricidad europea existente para construir un mercado único de la electricidad en Europa (Pinto et al. (2015)), concluyendo que todavía eran (y siguen siendo) necesarias importantes inversiones en las líneas de transporte de alta tensión para poder construir este mercado unificado.

En 2016, el impacto de los precios del CO_2 sobre la integración de los mercados eléctricos volvió a ser objeto de estudio (de Menezes et al. (2016)). Los resultados de ese trabajo incluyeron además la evolución de los precios de los combustibles para enten-

der la evolución de la integración de varios mercados eléctricos en Europa. El estudio señala que el efecto de la evolución de estos precios sobre los precios de la electricidad es más importante en los países menos interconectados, como Gran Bretaña, que en los que están más integrados, como Francia. También hubo otro estudio que analizó la influencia de los costes de los combustibles en los mercados eléctricos europeos en un contexto de importante desarrollo de las fuentes de energía renovable (Gianfreda et al. (2016)). Los resultados de dicho estudio mostraron que el nexo entre los precios de la electricidad y los costes de los combustibles es cada vez menor debido a la proporción cada vez mayor de energías renovables en el mix energético de los países europeos. Además, la mayor penetración de las fuentes de energía renovable se ha identificado como un elemento que puede dificultar la integración del mercado eléctrico, debiéndose esto en gran parte a que esta evolución está impulsada principalmente por políticas energéticas de carácter nacional y que difieren entre los países interconectados. Ese mismo año, se estudió la integración del mercado en Europa, prestando especial atención a la región CWE y considerando los datos entre 2007 y 2012 (de Menezes and Houllier (2016)). De esta forma se demostraron los impactos positivos de los mecanismos de acoplamiento de mercado sobre la convergencia de precios. Otro aspecto importante del acoplamiento de mercados y de la gestión de la congestión es la forma en que se definen las zonas de oferta que componen el panorama del mercado eléctrico europeo⁴. En este contexto, se analizaron las consecuencias que resultarían de la división de Alemania en dos zonas de oferta diferentes (Egerer et al. (2016)), separando norte y sur (los precios serían más elevados en la zona sur que en la zona norte). De forma más general, un par de años más tarde también se consideró una metodología para definir de forma óptima las zonas de oferta no solamente en Alemania sino en el conjunto de la región CWE (Felling and Weber (2018)). En 2016, se examinaron también los beneficios de la integración del mercado en Europa, señalando el importante papel del desarrollo de los interconectores transfronterizos en un contexto de fuerte desarrollo de

⁴Se recuerda que las directivas europeas sobre el mercado de la electricidad hacen especial hincapié en este aspecto del mercado eléctrico (European Union (2009a)).

las fuentes de energía renovable (Newbery et al. (2016)). Respecto al papel que tienen los interconectores en el contexto de la construcción de un mercado único, otro trabajo investigó el efecto que tiene la capacidad de las interconexiones desde el punto de vista de la teoría de juegos (Spiridonova (2016)). En otro estudio, considerando datos entre 2009 y 2013, se evaluó el impacto de la existencia de una tarifa regulada y garantizada para la producción de energía eólica en Alemania (Benhmad and Percebois (2016)). Este trabajo permitió identificar de nuevo los dos efectos ya mencionados que tiene el desarrollo de la producción de energía eólica sobre la evolución de los precios de la electricidad (reducción de su valor medio y aumento de la volatilidad) e insistió también en el hecho de que el desarrollo del acoplamiento de los distintos mercados puede reducir los impactos negativos asociados. Los mismos autores también incluyeron el efecto de la alimentación fotovoltaica en Alemania en un estudio posterior, considerando además datos más recientes (Benhmad and Percebois (2018)). Con un enfoque mucho más general, se investigó la evolución de la integración en 25 países europeos considerando datos entre 2010 y 2015 (Gugler et al. (2016)). El estudio señalaba que todavía se podían esperar importantes beneficios de una intensificación del acoplamiento de los mercados eléctricos europeos. El vínculo específico entre los mercados eléctricos francés y alemán en el contexto del aumento de las fuentes de energía renovable y desde el punto de vista de la integración de los mercados se analizó considerando datos entre 2010 y 2013 (Keppler et al. (2016)). Los resultados de este trabajo indicaron que el importante desarrollo de las energía renovables en Alemania contribuyó de forma significativa a potenciar la divergencia de precios entre los países y al mismo tiempo indica que una mayor integración de ambos mercados tiende a moderar estos efectos sobre la divergencia de precios. El vínculo específico entre Francia y Alemania también se ha examinado más recientemente (Gugler and Haxhimusa (2019)). En este caso, considerando el mix energético de cada uno de los dos países, y con datos hasta 2014, se afirma que una parte importante de las situaciones de convergencia de precios se debe en realidad al hecho de que en un momento dado los medios de producción de electricidad son similares entre estos dos mercados interconectados.

En 2017, se analizaron las consecuencias del aumento de la proporción de energía solar y eólica en Alemania sobre la red de transporte de electricidad en un contexto en el que la capacidad de transmisión de dicha red es insuficiente entre el norte y el sur del país (Janda et al. (2017)). Dicho estudio permitió identificar el rol que tiene la energía solar en el aumento de la volatilidad de la transmisión de electricidad, señalando además que la desnuclearización de Alemania no tiene en este contexto efectos significativos. El efecto de la energía solar sobre la congestión en las líneas de transporte de electricidad en Europa en general también fue objeto de estudio (Goop et al. (2017)), pero en este caso desde un punto de vista más prospectivo al considerarse escenarios hasta el año 2050. Centrándose de nuevo de forma específica en el caso de la región CWE, otros autores analizaron los beneficios desde un punto de vista global del acoplamiento de mercados (Ringler et al. (2017)), resaltando que las decisiones políticas transparentes y coordinadas entre los países interconectados son esenciales en este marco. En ese mismo año, en varios trabajos se consideraron las cópulas (de la teoría estadística y probabilística) como método para estudiar la evolución de los precios de la electricidad en el caso de mercados interconectados en varios trabajos. Por un lado se utilizaron para modelizar la evolución de los precios del mercado eléctrico prestando especial atención al caso de la región CWE (Pircalabu and Benth (2017)), y por otro lado para evaluar las dependencias existentes entre varios mercados eléctricos europeos, incluyendo los de Francia y de Alemania (junto con Austria al estar agrupados en la misma zona de oferta), (Du and Lai (2017)).

Un año más tarde, se estudiaron las consecuencias de la política energética alemana (el aumento de las fuentes de energía renovable y la desnuclearización del parque de producción de electricidad) en la integración de los mercados eléctricos (Grossi et al. (2018)). Los resultados de dicho estudio indicaron que el mayor impacto global de esta política se observó en Francia y no en Alemania, considerando datos del período comprendido entre 2010 y 2012. En lo que respecta a los mercados de la electricidad, las decisiones políticas de un país determinado tienen, por tanto, importantes consecuen-

cias en los países interconectados, y estas consecuencias se hacen más visibles según se intensifica el desarrollo de la integración de los mercados. Para entender mejor las complejas interacciones que pueden existir entre los países vecinos en el proceso de formación de precios, se desarrolló un modelo estructural de precios en los mercados eléctricos interconectados (y en los que la capacidad de interconexión es limitada) aplicado a la relación entre Alemania y Francia (Alasseur and Féron (2018)). Además, otro modelo desarrollado para la previsión de los precios de la electricidad en el mercado diario en Europa mostró que la incorporación de información sobre los mercados interconectados mejoraba significativamente las predicciones del modelo en un país determinado (Lago et al. (2018b)), considerándose en este trabajo el mercado eléctrico en Bélgica como caso de estudio y demostrando así que es cada vez más difícil estudiar lo que pasa en el mercado eléctrico de un país europeo sin tener en cuenta lo que ocurre en los países vecinos. De forma similar, en otro trabajo realizado unos años más tarde, se vuelve a mencionar de forma explícita la importancia que tiene el hecho de considerar la integración del mercado europeo en los modelos de previsión de precios de la electricidad en una zona de oferta determinada (Heijden et al. (2021)), considerando en este caso el mercado de los Países Bajos como caso de aplicación. Otro aspecto muy importante relativo al estudio de la integración del mercado eléctrico es justamente el algoritmo utilizado por los operadores de mercado para calcular el precio de la electricidad en cada una de las zonas de oferta que componen el mercado europeo de la electricidad teniendo la capacidad de interconexión que existe entre cada zona. Este algoritmo llamado EUPHEMIA y mencionado en el Capítulo 2 no es público, y un grupo de investigadores desarrolló un algoritmo que cumple la misma función y que se puede consultar (Lam et al. (2018)). Este tipo de trabajos son muy importantes para entender cómo funciona la integración de los mercados eléctricos en Europa en general y en la región CWE en particular. En ese mismo año, se estudiaron también las consecuencias de la aplicación del tercer paquete energético en la UE (European Union (2009a)) en varios mercados energéticos de Europa (incluido Phelix, que es el índice de precios del mercado de la zona de oferta constituida por Alemania, Austria

y Luxemburgo), considerando datos entre 2004 y 2014 (Morales and Hanly (2018)). Los resultados mostraron que no se ha llegado todavía a la construcción de un mercado europeo de la electricidad común y unificado y que dicho proceso está todavía en marcha. En el marco del desarrollo de las energía renovables y su papel cada vez más importante en el mercado eléctrico europeo, también ha habido varios estudios que han estudiado su impacto sobre los precios de la electricidad en distintos casos y circunstancias. Por ejemplo, el impacto de la energía eólica y solar sobre los precios se estudió en Alemania (zona central de la región CWE), demostrando las consecuencias significativas que estas fuentes de producción de electricidad tienen sobre la distribución de precios (Lagarde and Lantz (2018)). El mercado Nordpool (constituido por los países escandinavos) también ha sido estudiado desde esta perspectiva, demostrando las consecuencias que tiene la elevada producción de energía eólica en Dinamarca sobre las zonas de oferta vecinas, y considerándose en este caso también las interconexiones con el resto de países, se señala el efecto positivo de estas interconexiones para reducir las diferencias de precios entre las zonas interconectadas (Unger et al. (2018)). El caso de España también fue analizado, estudiando como el desarrollo de las renovables en España favorecía una bajada de los precios de la electricidad, pero sin considerar en este caso las interconexiones (Sánchez de la Nieta and Contreras (2020)). En este contexto, se pone de manifiesto el papel cada vez más importante que deben desempeñar los interconectores (y por tanto su desarrollo) para poder construir un mercado europeo común de la electricidad capaz de integrar eficazmente proporciones cada vez más elevadas de fuentes de energía renovable (Newbery et al. (2018)).

En los últimos años ha habido también un gran número de trabajos que se han interesado por la integración del mercado en la región CWE. Por ejemplo, se ha estudiado la integración de varios mercados energéticos europeos (incluyendo los de Alemania/Austria, Francia y los Países Bajos) durante una década entre 2007 y 2017 (Ciferri et al. (2019)). También se investigó la integración de los mercados eléctrico en la región CWE, considerando sus consecuencias en los precios de la electricidad

en Suiza (Hellwig et al. (2020)), centrándose en el papel principal que desempeñan Alemania y Francia en este contexto. También se analizó en dicho trabajo el impacto de la congestión y la función crítica que tienen las interconexiones para entender la evolución de los precios. El acoplamiento de los mercados de la electricidad junto con el importante desarrollo de las fuentes de energía renovable también fue estudiado en general, centrándose en este caso en el impacto que éste ha tenido en Rumanía (Atănașoae et al. (2019)). Considerando del mismo modo el importante desarrollo de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, se examinó el mercado único europeo de la electricidad desde un enfoque puramente económico (Pollitt (2019)), señalando que se ha producido una importante armonización e integración pero con beneficios a veces difíciles de identificar. En el mismo contexto, se debatieron algunos problemas, retos y posibles cambios del mercado eléctrico europeo (Crista et al. (2020)), como, por ejemplo, aprovechar la tecnología para que los consumidores finales de la energía tengan un rol más activo en los mercados de la electricidad. Centrándose de nuevo de forma específica en la región CWE, se consideró el uso de redes neuronales para modelizar y prever el rango de la capacidad de las interconexiones que se pueden poner a disposición del novedoso mecanismo FBMC (Abdel-Khalek et al. (2019)). El FBMC en la región CWE se consideró de nuevo, junto al redespacho de la generación⁵ con el fin de proponer una nueva metodología para la gestión de la congestión que aumenta significativamente la capacidad transfronteriza que puede ser utilizada (Poplavskaya et al. (2020)). También se examinó recientemente el impacto del FBMC (y la modificación de algunos de sus principales parámetros, como las capacidades mínimas de intercambio) sobre los mercados eléctricos europeos (Finck (2021)). De nuevo, como en el caso del trabajo realizado en 2016 (Egerer et al. (2016)), la posibilidad de separar Alemania en dos zonas de oferta distintas así como sus consecuencias volvieron a ser objeto de estudio (Fraunholz et al. (2020)). Esto demuestra la dificultad asociada a este tipo de decisiones, y que, aunque la Comisión Europea pida

⁵El redespacho de la generación de electricidad corresponde a las situaciones en las que el Gestor de la Red de Transporte cambia el programa de producción, es decir, las centrales que producen o no, para aliviar situaciones de congestión.

que las zonas de oferta sean evaluadas de forma recurrente con el fin de garantizar que permiten asegurar el mejor funcionamiento posible del mercado europeo, esta no es una tarea fácil y es un proceso que puede llevar varios años. Desde una perspectiva más general, otros trabajos se han interesado por la evolución que habrá en la integración de los mercados de la electricidad en Europa, haciendo especial hincapié el mecanismo FBMC que debería seguir extendiéndose en Europa a lo largo de los próximos años (Wyrwoll et al. (2021)). En este trabajo, el precio de la electricidad se señala como la pieza clave para la coordinación de los mercados eléctricos, siendo por tanto un aspecto del mercado que debe considerarse con especial atención y que puede aportar valiosa información sobre el funcionamiento de estos mercados.

Por último, se indican dos trabajos realizados en el contexto de esta tesis y que han sido publicados en 2019 y 2022 y en los que se basan la mayoría de los resultados presentados en este estudio (Saez et al. (2019); Corona et al. (2022)). Se trata del estudio específico de la integración de los mercados eléctricos de la región CWE y de la identificación de los principales factores de la congestión tras la implementación del mecanismo FBMC utilizando diversos modelos matemáticos y considerando datos de producción, de demanda y de intercambio de electricidad en la región. En el artículo de 2022 se añaden los datos relativos a las fuentes de energía renovable, permitiendo así identificar de forma específica su impacto sobre la integración de los mercados eléctricos de la región.

3.2. Estudio de otros aspectos relevantes del mercado eléctrico en Europa

Además de la integración de los mercados eléctricos en el marco del mercado diario mediante el FBMC, también es importante considerar otros aspectos del sector eléctrico intrínsecamente relacionados con dicha integración. El objetivo de este apartado

es justamente presentar algunos de estos aspectos para así poder entender mejor los avances aportados en el campo de la integración de los mercados eléctricos. Los trabajos presentados están mayoritariamente relacionados con el estudio de otros mercados eléctricos (como el mercado intradiario o de equilibrio en tiempo real⁶) o bien con otros aspectos del sector eléctrico, como los mecanismos de capacidad, la flexibilidad en la red eléctrica o el poder de mercado.

En primer lugar, es interesante mencionar el trabajo realizado sobre el diseño general del mercado de la electricidad en Europa en el contexto de una proporción cada vez mayor de energías renovables (Peng and Poudineh (2019)). En este trabajo se subrayan las múltiples diferencias que existen entre los distintos estados europeos en materia de política energética a distintos niveles (desarrollo de las fuentes de energía renovable, mercados de emisiones, etc.). Todos estos cambios y decisiones políticas se sitúan, por tanto, en un contexto en el que se requiere una mayor flexibilidad en un sistema eléctrico que es cada vez más variable y dinámico (debido a la mayor presencia de energías renovables). El estudio de dicha flexibilidad ha ido cobrando importancia a lo largo de los últimos años y esta se puede considerar desde distintos puntos de vista. Por ejemplo, se puede considerar la flexibilidad por el lado de la demanda de electricidad, gestionada en este caso por los Operadores de Sistemas de Distribución (DSO)⁷, para resolver situaciones de congestión (Spiliotis et al. (2016)). También puede considerarse la flexibilidad por parte de los medios de producción como herramienta para gestionar las situaciones de congestión de la red eléctrica, habiendo sido esto estudiado en el caso de Alemania en un contexto de importante desarrollo de las fuentes de energía renovable (Schermeier et al. (2018)). Asimismo, se estudia la flexibilidad que aporta la recarga de vehículos eléctricos en Alemania para hacer frente a la congestión de la red en una situación en la que el desarrollo de la red es suficiente para hacerle frente (Staudt et al. (2018)). En el mismo sentido, se pueden

⁶Se trata en este caso de mercados a más corto plazo que el mercado diario en el que se sitúa el FBMC.

⁷Es decir, los responsables de la red de distribución (baja tensión).

encontrar otros estudios similares pero considerando un perímetro de aplicación a nivel europeo más amplio que en el del caso anterior y considerando además la reutilización de baterías que han servido para coches eléctricos (y no directamente las baterías de los coches eléctricos del parque automovilístico en un momento dado), (Gur et al. (2018)). En este estudio, se realiza un análisis de la viabilidad de sistemas híbridos que combinan energía renovables y baterías de coches de segunda mano. Otros trabajos se han interesado también por el estudio de la flexibilidad del sistema eléctrico europeo considerando distintos medios para ello (vehículos eléctricos, bombeo de agua en centrales hidroeléctricas adaptadas, bombas de calor, energías renovables flexibles, flexibilidad de la demanda, etc.) y estudiando las consecuencias que tendría en el sistema eléctrico europeo en los próximos años (Ruppert et al. (2020)). Otros estudios más recientes han considerado también datos de los primeros meses de la pandemia de Covid-19 y de la situación tan excepcional (baja demanda y elevada producción de electricidad por parte de las fuentes de energía renovable) que dicha situación ocasionó para estudiar la reacción de varios mercados eléctricos en Europa (centrándose en el caso del mercado alemán), identificando en dicho contexto la flexibilidad del sistema como uno de los factores que permitió asegurar el equilibrio global de la red durante ese periodo (Halbrügge et al. (2021)).

En relación con el aumento de la proporción de las renovables y de sus consecuencias sobre el precio de la electricidad, es importante diferenciar entre los mercados mayoristas y los mercados minoristas (ver Capítulo 2 para más detalles). En efecto, los estudios presentados en el Apartado 3.1 hacían referencia a las consecuencias que este aumento tenía sobre el mercado mayorista. Sin embargo, ha habido otros estudios que se han interesado por el efecto que esto tenía sobre el mercado minorista en el que sitúan la mayor parte de los consumidores y, especialmente los particulares (Trujillo-Baute et al. (2018)). Dicho trabajo ha demostrado que de forma contraria a lo que ocurre en el caso de los mercados mayoristas en los que el precio tiende a bajar según aumenta la proporción de renovables, en los mercados minoristas el precio de

la electricidad tiende a subir, ya que esta ha sido hasta ahora la forma de financiar estos nuevos medios de producción. El estudio de los mercados minoristas junto con el comportamiento de los consumidores también ha sido estudiado en el caso de España, demostrando que los consumidores tienen dificultades para distinguir entre costes fijos y marginales (Labandeira et al. (2021)). Por último, otro aspecto importante a considerar, en este caso en los mercados mayoristas, es el del poder de mercado en una actividad que muchas veces ha sido llevada a cabo de forma monopolística por una empresa. La situación respecto al poder de mercado fue estudiada y comparada en los casos de Francia y Alemania (Pham (2015)), demostrando los resultados que, pese a que Francia tiene una estructura más cercana al monopolio, el poder de mercado que ejercen las empresas del sector eléctrico en Alemania es más fuerte (con una organización más cercana al oligopolio).

En último lugar, la revisión bibliográfica de este apartado se centra en los estudios que se han llevado a cabo en torno a otros mercados a corto plazo del sector eléctrico (es decir, con un horizonte temporal distinto al del mercado *spot* o diario), como son el mercado intradiario o el mercado de balance o equilibrio. En este sentido, en 2017 se realizó una descripción detallada de estos mercados así como de su interacción en el seno de la región CWE (Brijs et al. (2017)). También se estudió la integración de los mercados eléctricos intradiarios con respecto a una necesidad de flexibilidad creciente en varios países de la región CWE (Fattler and Pelling (2016)), indicando que una mayor integración de estos mercados podría reducir la necesidad de recurrir a la flexibilidad para corregir los errores de predicción sobre las fuentes de producción de energía no controlables (como la eólica y la solar). En esta misma vía, otros estudios han señalado el impacto que tiene este mercado intradiario sobre el valor de la flexibilidad a medida que las fuentes de energía renovable y no predecibles se van desarrollando (Pape (2018)). En otro estudio se realizó también una descripción de la integración del mercado intradiario y una propuesta de un nuevo algoritmo capaz de simular el equilibrio de un mercado intradiario europeo integrado para poder alcanzar una

integración del mercado intradiario similar a la que se observa en la actualidad en el caso del mercado diario (Le et al. (2019)). En dicho estudio, se destaca el importante papel que también tienen los interconectores en el marco del acoplamiento de este tipo de mercado. Más recientemente y, desde un punto de vista prospectivo, se ha analizado el impacto de la creación de un mercado intradiario único en Europa teniendo en cuenta los diferentes actores implicados y el fuerte desarrollo de las energías renovables (Zalzar et al. (2020)). A todavía más corto plazo, los mercados de balance (o equilibrio) de la región de CWE también han sido examinados en los últimos años. Por ejemplo, se estudiaron los mercados de reserva transfronterizos (que intervienen en el marco del equilibrio de la red en tiempo real) dentro de la región CWE (Van den Bergh et al. (2018)). Por otro lado, también se examinaron los posibles conflictos entre los mercados diarios y los mercados de balance en tiempo real (tras la implementación de FBMC en la región CWE) desde un punto de vista teórico (Bjørndal et al. (2018)). Además de estos elementos, se puede encontrar en dicho trabajo una descripción del funcionamiento del FBMC en comparación a otros métodos para gestionar el uso de la capacidad de las interconexiones. En cuanto a la integración de los mercados de balance, también se analizaron los beneficios potenciales de la implementación de mercados de equilibrio comunes y armonizados en algunos países de Europa central (Dallinger et al. (2018)).

Además, es importante mencionar algunos trabajos relacionados con los mecanismos de capacidad que se están aplicando actualmente en varios países europeos para favorecer el desarrollo de nuevos medios de producción de electricidad en un contexto de precios bajos en los mercados mayoristas de la electricidad. Por ejemplo, se ha estudiado el antagonismo que puede existir entre los mecanismos de capacidad nacionales y la integración del mercado eléctrico (Hawker et al. (2017)). Esos mismos aspectos también fueron examinados en el año 2020 en el caso de Bélgica (Newbery (2020)), insistiendo en este caso en las interacciones que existen entre los mercados eléctricos de venta de electricidad (cuyo mercado *spot* es el máximo exponente) y los mecanismos

de capacidad. Las relaciones existentes entre estos dos aspectos del sector eléctrico fueron estudiados también en el caso de Reino Unido (Newbery (2016)), identificando las deficiencias de los mecanismos de capacidad en el caso estudiado. La posibilidad de considerar el uso de las interconexiones en los mercados de equilibrio mencionados en el trabajo anterior, también ha sido estudiada por otros autores (Cepeda (2018)), en un contexto en el que el desarrollo de un mecanismo de capacidad común europeo no parece factible a corto plazo. Sin embargo, a medida que aumenta la demanda del uso de los interconectores a través de estos mecanismos, es posible esperar un mayor desarrollo de los mismos, lo que también puede ser beneficioso para otros aspectos de la integración del mercado eléctrico. Esto abre las puertas a considerar el sistema eléctrico en su conjunto, y tratar de llevar a cabo una optimización global del mismo en vez de considerar cada aspecto del sistema de forma aislada, lo que conduciría a realizar una optimización considerando un perímetro demasiado restringido.

3.3. Aprendizaje automático en el estudio de los mercados eléctricos

Este apartado está dedicado al uso de las técnicas de aprendizaje automático (*machine learning*) para analizar y estudiar el comportamiento de los mercados eléctricos. Estas técnicas se basan en el uso de un gran número de datos y en unas capacidades de cálculo informáticas capaces de procesar correctamente toda esa información. La tendencia a la publicación de datos cada vez más abierta y transparente por parte de los actores del mercado eléctrico⁸ y la mejora cada vez más importante de los medios informáticos hacen que en el futuro sea muy probable que los trabajos basados en las técnicas de aprendizaje automático aplicadas al mercado eléctrico vayan a ser cada vez más numerosos. Por ello y porque en esta tesis se han aplicado este tipo de técnicas

⁸Se puede citar por ejemplo la plataforma de transparencia de ENTSO-E <https://transparency.entsoe.eu/>.

también (ver Apartado 4.5.2), este apartado se dedica a esta temática con el objetivo de contextualizar la aplicación de estas técnicas en el marco del presente trabajo.

Las técnicas de aprendizaje automático ya han demostrado ser muy útiles en el marco de la predicción de series temporales en distintos ámbitos, como por ejemplo las series temporales financieras (Krollner et al. (2010)) con redes neuronales artificiales, la previsión meteorológica (Feng et al. (2016)) con redes neuronales artificiales también, y muchos otros campos (Sapankevych and Sankar (2009)), en donde se puede encontrar una descripción de diferentes casos aplicados en el mundo real, no únicamente académicos. En lo que respecta a las aplicaciones en el caso de los sistemas energéticos, el aprendizaje automático puede ser útil para la predicción de la demanda con muchas técnicas diferentes (Alfares and Nazeeruddin (2002); Hernandez et al. (2014)), la detección de anomalías en el sistema productivo de electricidad (Hameed et al. (2009)) así como en el caso del mantenimiento predictivo (Ullah et al. (2017)), entre otras muchas aplicaciones.

Es importante destacar que en el caso concreto del mercado diario (o mercado *spot*) se puede encontrar una amplia bibliografía relacionada con las técnicas de aprendizaje automático. En efecto, en este caso es extremadamente importante construir modelos predictivos suficientemente precisos para que los actores del mercado puedan elaborar y llevar a cabo correctamente sus estrategias de compra y venta de electricidad en este contexto. Con el fin de hacerse una idea de la cantidad de trabajos relacionados con este campo, en 2016 se realizó una selección bibliográfica de 55 trabajos cuyo objetivo era la predicción de precios del mercado eléctrico mediante redes neuronales artificiales (Panapakidis and Dagoumas (2016)). Un año más tarde, se realizó otro estudio en el que se mencionaban 31 trabajos de investigación centrados en la previsión del precio de la electricidad utilizando técnicas de aprendizaje automático (Singh et al. (2017)). Se puede incluso encontrar una revisión exhaustiva de los trabajos relacionados con la previsión del precio de la electricidad en un trabajo de 2014 (Weron (2014)). En dicho trabajo se citan prácticamente 500 trabajos realizados entre 1989 y 2013 rela-

cionados con este tema. La mayor parte de estos trabajos proponen el uso de técnicas o enfoques novedosos para mejorar las técnicas pre-existentes. Más recientemente, en 2018, se pueden encontrar trabajos que proponen técnicas más novedosas basadas en el aprendizaje profundo (*deep learning*), y como éstas permiten mejorar la precisión de las previsiones (Lago et al. (2018a)). Con el objetivo de evaluar la mejora de los resultados para la previsión de precios del mercado *spot* de la electricidad, los autores suelen comparar sus resultados con las previsiones que se pueden encontrar en trabajos anteriores. De esta forma, hay varios conjuntos de datos que se han convertido en bases de datos de referencia para llevar a cabo dichas comparaciones: por ejemplo, España (OMIE (2022b)), Pensilvania-Nueva Jersey-Maryland (PJM (2022)) y Ontario (OEM (2022)), entre otros. Para evaluar estos modelos, la mayoría de estos estudios consideran cuatro semanas representativas a lo largo del año, optándose normalmente por una semana por estación del año (Panapakidis and Dagoumas (2016)). También es importante indicar que recientemente ha habido un trabajo cuyo objetivo ha sido precisamente el de tratar de racionalizar el uso de las bases de datos para comparar los resultados predictivos de los distintos modelos desarrollados (Lago et al. (2021)), y tratar de normalizar de este modo la evaluación de los modelos así construidos (poniendo para ello una biblioteca Python a disposición⁹). Las mejoras en la precisión de la predicción de los precios ha sido principalmente posible gracias a las mejoras que se han logrado tanto en la forma de procesar los datos originales (es decir, en la forma de prepararlos y de presentarlos para el aprendizaje) como en la introducción de técnicas novedosas (como por ejemplo la hibridación del algoritmos). Gracias a todos estos avances, ha sido posible construir modelos de aprendizaje automático capaces de predecir con muchísima precisión los precios de la electricidad en el marco del mercado diario a partir de un número de variables o atributos muy reducido (como la hora, precios anteriores y, en algunos casos, la demanda de electricidad). Sin embargo, con este tipo de técnicas se obtienen unos modelos hiperespecializados que, muchas veces, no son capaces de generalizar los resultados y que, además, no explican la relación

⁹<https://github.com/jeslago/epftoolbox>, consultada el 2022-02-23.

que tienen las variables explicativas con respecto a la variable explicada (el precio de la electricidad en este caso). De esta forma, los modelos basados en las redes neuronales artificiales se comportan como cajas negras que simplemente predicen el precio de la electricidad (es decir, que dan un resultado numérico) pero sin aportar ninguna información ni explicación acerca de cómo se ha obtenido dicho resultado.

Sin embargo y, como se ha mencionado en el Capítulo 2, el objetivo del presente trabajo no es construir modelos de tipo *caja negra* que no permiten interpretar los resultados sino que el objetivo es construir modelos explicativos que faculten entender cómo se realiza la predicción de la convergencia en el marco de la región CWE tras la implementación del FBMC y poder así identificar explícitamente los principales factores de la convergencia (o de la congestión) en la región CWE. Entre estos modelos destacan, por ejemplo, los algoritmos basados en los árboles de decisión. A continuación se presentan algunos trabajos en el campo de los mercados de la electricidad y que han utilizado árboles de decisión. En 2006, algunos autores incluyeron árboles de decisión en una metodología para obtener e identificar patrones de curvas de demanda residual así como su correspondiente probabilidad de darse en realidad. Dicha metodología (basada en los árboles de decisión) fue diseñada para que fuera utilizada por un productor de electricidad en el marco del mercado eléctrico en España (Ugedo et al. (2006)). Un año más tarde, se puede encontrar una comparación entre árboles de decisión con análisis de regresión y redes neuronales para la predicción de la demanda de energía eléctrica (Geoffrey and Kelvin (2007)); en el caso de los árboles de decisión, se insiste en su capacidad para poder explicar (y entender) los resultados observados. Ese mismo año, se utilizaron árboles de regresión para clasificar los datos de entrada en clústeres. Estos clústeres se utilizaban en un segundo tiempo como elementos de entrada para las redes de base radial normalizadas (un tipo de red de neuronas artificiales) para poder así realizar la predicción del precio de la electricidad (Mori and Awata (2007)). Más adelante, en 2012, se publicó una comparación de varias combinaciones de métodos de selección de atributos y de clasificación. Concretamente, se

consideraron tres técnicas de selección de atributos y cuatro clasificadores (árboles de decisión, Bayes, perceptrón multicapa y k -vecinos (k -NN) (Huang et al. (2012)). Los árboles de decisión también han sido utilizados para predecir los precios futuros de la electricidad en el mercado eléctrico brasileño, pero desde una perspectiva ligeramente diferente (Filho et al. (2015)). En efecto, el objetivo de este modelo en su ámbito de aplicación no es predecir de forma exacta el precio de la electricidad sino más bien predecir la clase a la que va a pertenecer el precio considerando unos umbrales pre-establecidos para las distintas clases. En 2015, también se publicó otra metodología basada en los árboles de clasificación y de regresión para predecir tanto los precios normales del mercado *spot* como los picos de precios que se dan en dicho mercado (Fragkioudaki et al. (2015)).

Más recientemente, en 2017, se consideraron los *Random Forests* (RFs, Bosques Aleatorios), una técnica basada en conjuntos de árboles de decisión, para conseguir encontrar las mejores relaciones entre los distintos atributos o variables explicativas y el precio de la electricidad (variable objetivo) en el mercado eléctrico diario organizado por el Operador del Sistema Independiente de California (CAISO) (Sadeghi-Mobarakeh et al. (2017)). En otro caso, se consideraron los RFs para seleccionar, en el marco de la integración del mercado europeo, los atributos más significativos de los mercados eléctricos interconectados entre sí y poder así mejorar los modelos de previsión de precios y evitando a la vez la hiperespecialización del modelo en el caso del mercado holandés (Heijden et al. (2021)). Sin embargo, como se puede comprobar a través de esta revisión bibliográfica, la mayoría de estos trabajos están enfocados hacia la predicción de precios y, por lo tanto, tienen un enfoque completamente diferente al que se plantea en el presente trabajo, y que consiste en mejorar la comprensión que se tiene de la dinámica del mercado diario y de la convergencia de precios en la región CWE mediante el uso de RFs.

Capítulo 4

Metodología

Este capítulo describe la metodología adoptada en esta tesis para llevar a cabo el estudio de la evolución del mercado eléctrico en la región del Centro-Oeste Europeo, desde la generación de la base de datos hasta la descripción de los modelos empleados en el análisis.

La Figura 4.1 representa el conjunto de etapas que componen esta metodología.

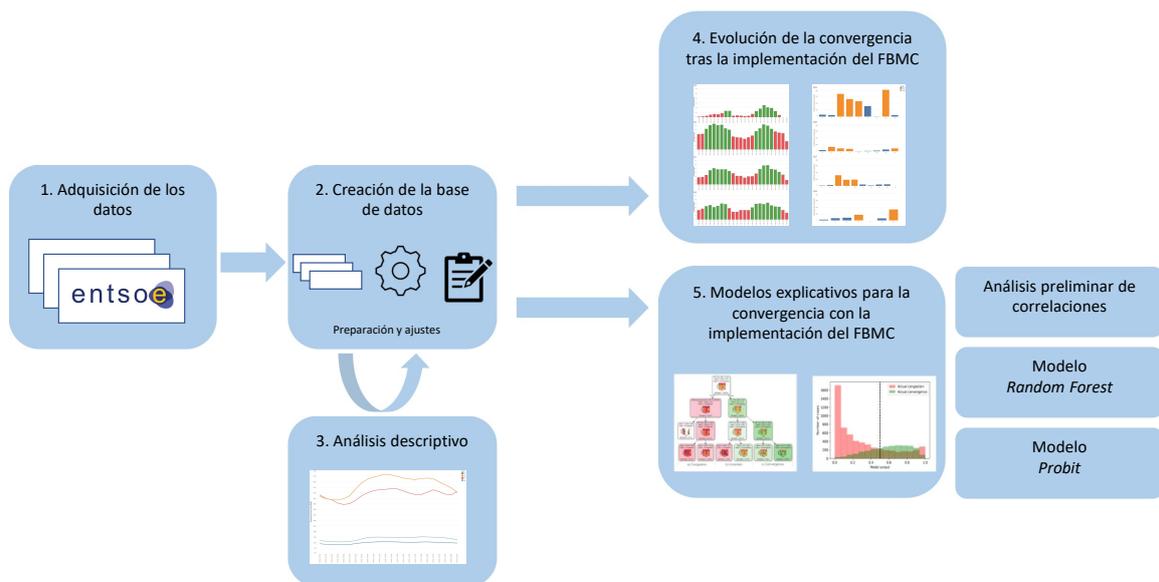


Figura 4.1: Secuencia de etapas para el análisis de la convergencia (*Fuente: Elaboración propia*)

Contenido

4.1	Adquisición de los datos	100
4.2	Creación de la base de datos	107
4.2.1	Variables directamente extraídas de los datos brutos	108
4.2.2	Variables calculadas	112
4.3	Análisis descriptivo	115
4.4	Análisis de la evolución de la convergencia en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC	132
4.5	Creación y evaluación de modelos explicativos para la convergencia en la región CWE con el mecanismo FBMC	136
4.5.1	Análisis preliminar	136
4.5.2	Modelo <i>Random Forest</i>	137
	Modelo de aprendizaje	139
	Selección de atributos	140
	Diseño experimental	141
	Análisis de los resultados del modelo <i>Random Forest</i>	144
4.5.3	Modelo <i>Probit</i>	144
	Modelo a estimar	146
	Análisis de los resultados del modelo <i>Probit</i>	148
4.5.4	Evaluación cuantitativa de los dos modelos estimados	149

4.1. Adquisición de los datos

El novedoso mecanismo FBMC que permite el acoplamiento de los mercados eléctricos y cuyo funcionamiento se estudia en esta tesis, se ha implementado en los mercados diarios de la región del Centro-Oeste Europeo (región CWE) en mayo de 2015. En el mercado diario o mercado *spot*, la electricidad se compra y se vende un día antes del intercambio físico de la misma. De este modo, los datos considerados en este estudio son aquellos relativos a esta escala temporal del mercado eléctrico. En concreto, los datos proporcionados por la plataforma de transparencia de ENTSO-E¹ (Hirth et al. (2018)) son los que se usan para crear la base de datos. En esta plataforma de transparencia se puede encontrar, de forma centralizada, una gran cantidad de información sobre la producción, la demanda y los distintos intercambios transfronterizos que existen en Europa, además de otras informaciones de interés sobre el sistema eléctrico europeo. Los principales aspectos normativos asociados a esta plataforma pueden encontrarse en el Reglamento 543/2013 de la Comisión Europea, (European Union (2013)). Esta plataforma no produce directamente los datos sino que los recopila y los pone a disposición del público desde el 5 de enero de 2015, siendo proporcionados estos datos, en general, por los distintos gestores de la red de transporte y operadores de mercado del espacio europeo. De este modo, la calidad y disponibilidad de los datos puede variar a lo largo del tiempo así como de la zona geográfica considerada. En los países de la región CWE la disponibilidad y calidad de los datos es, en general, bastante buena. A continuación se dan los detalles sobre los datos que se han considerado para realizar el presente estudio.

La región CWE se divide en cuatro zonas de oferta (ver Capítulo 2), por tanto los datos extraídos para realizar este estudio son aquellos relativos a estas cuatro zonas. Se recuerda que las cuatro zonas que componen la región CWE son las siguientes:

¹Se recuerda que ENTSO-E es la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), la plataforma de transparencia es accesible a partir de la dirección web siguiente <https://transparency.entsoe.eu/>.

- Bélgica,
- Francia,
- Países Bajos,
- Alemania (constituida por Alemania, Luxemburgo y Austria hasta el 1 de octubre de 2018 y por Alemania y Luxemburgo desde entonces)².

Para cada una de esas zonas se extraen, hasta finales de 2018, los siguientes datos:

- **Precio del mercado diario (o precio *spot*) de la electricidad:** precio horario de la electricidad en cada una de las zonas de oferta de la región CWE para el día siguiente (en €/MWh),
- **Demanda eléctrica prevista:** previsión horaria de las necesidades en electricidad que tiene cada zona de la región CWE para el día siguiente (en MW),
- **Producción eléctrica prevista:** previsión horaria de la generación eléctrica total que cada zona de la región CWE tiene previsto realizar para el día siguiente (en MW),
- **Producción de energía solar prevista:** previsión horaria de la generación eléctrica de origen solar que cada zona de la región CWE tiene previsto realizar para el día siguiente (en MW),
- **Producción de energía eólica terrestre prevista:** previsión horaria de la generación eléctrica de origen eólica terrestre que cada zona de la región CWE tiene previsto realizar para el día siguiente (en MW),
- **Producción de energía eólica marina prevista:** previsión horaria de la generación eléctrica de origen eólica marina que cada zona de la región CWE tiene

²Salvo mención de lo contrario, cuando se hable de *Alemania* se deberá entender el conjunto de países perteneciente a la zona de oferta compuesta por Alemania, Luxemburgo y Austria hasta el 1 de octubre de 2018 y a Alemania y Luxemburgo únicamente desde el 1 de octubre de 2018.

previsto realizar para el día siguiente (en MW). En el caso de Francia este dato no se puede extraer, ya que en la actualidad (octubre 2021) no existe en Francia ningún parque eólico marino (aunque si deberían desarrollarse en el futuro, (France Inter (2021))),

- **Intercambios comerciales:** previsiones horarias de intercambios transfronterizos de electricidad³ entre las zonas de la región CWE (en MW).

Los datos sobre los precios en las zonas de oferta de la región CWE son muy importantes ya que son los que permiten calcular la variable de mayor interés para este estudio: la convergencia (o no) de los precios en la región CWE. Se recuerda que este es un indicador muy adaptado para estudiar la evolución del grado de integración de mercados eléctricos interconectados (Keppler et al. (2016); Gugler and Haxhimusa (2019); Saez et al. (2019)).

De forma general, los datos previamente indicados están disponibles de forma horaria en la plataforma de transparencia de ENTSO-E. Sin embargo, en algunos casos (y para ciertas zonas de oferta de la región), estos datos están disponibles cada cuarto de hora. Además, según la naturaleza de los datos, la fecha a partir de la cual estos últimos están disponibles en la plataforma de transparencia puede variar. La fecha de disponibilidad varía también a lo largo del tiempo, por ejemplo, las previsiones de producción en Alemania han estado durante mucho tiempo disponibles únicamente a partir de finales de 2015 mientras que en la actualidad lo están desde finales de 2014. Así, en las Tablas 4.1 y 4.2 se puede encontrar la información relativa a la disponibilidad de cada uno de los datos utilizados para construir la base de datos. La información relativa a los intercambios comerciales se distingue según el sentido: origen y destino.

Como se puede ver en la Tabla 4.2, los intercambios comerciales de electricidad se dan únicamente entre países fronterizos y cabe señalar que pese a lo que la geografía

³Se trata de un intercambio comercial que no tiene por qué coincidir con los intercambios físicos que se observan entre las distintas zonas.

4.1. ADQUISICIÓN DE LOS DATOS

Tabla 4.1: Disponibilidad de los datos

Dato	Zona	Fecha de disponibilidad	Frecuencia
Precio diario	Bélgica	05/01/2015	horaria
	Alemania	05/01/2015	horaria
	Francia	05/01/2015	horaria
	Países Bajos	05/01/2015	horaria
Demanda eléctrica prevista	Bélgica	03/12/2014	cada 15 minutos
	Alemania	01/01/2015	cada 15 minutos
	Francia	16/12/2014	horaria
	Países Bajos	25/12/2014	cada 15 minutos
Producción eléctrica prevista	Bélgica	30/12/2014	horaria
	Alemania	01/01/2015	horaria
	Francia	16/12/2014	horaria
	Países Bajos	01/01/2015	horaria
Previsión de energía solar	Bélgica	30/12/2014	horaria
	Alemania	01/01/2015	cada 15 minutos
	Francia	16/12/2014	horaria
	Países Bajos	01/01/2015	cada 15 minutos
Previsión de energía eólica terrestre	Bélgica	30/12/2014	horaria
	Alemania	01/01/2015	cada 15 minutos
	Francia	16/12/2014	horaria
	Países Bajos	01/01/2015	cada 15 minutos
Previsión de energía eólica marina	Bélgica	30/12/2014	horaria
	Alemania	01/01/2015	cada 15 minutos
	Francia	inexistente	inexistente
	Países Bajos	01/01/2015	cada 15 minutos

Fuente: Elaboración propia

podría sugerir, los intercambios directos entre Bélgica y Alemania no han empezado hasta el 18 de noviembre de 2020⁴. El proyecto ALEGro es el que ha permitido la construcción de esta interconexión física, (ELIA (2016)). Debido a la muy reciente puesta en marcha de esta interconexión, los datos relativos a la misma no se consideran en el presente estudio.

Además de los datos específicos a las cuatro zonas de oferta que componen la región CWE, se han extraído específicamente los datos relativos a Austria ya que desde el 1 de octubre de 2018 no forma parte de la zona de oferta de Alemania. Estos datos se utilizarán para comprobar si esta separación tiene algún efecto en las conclusiones derivadas del presente estudio.

⁴Véase Clean Energy Wire (2021).

Tabla 4.2: Disponibilidad de los datos relativos a los intercambios comerciales

Origen intercambio	Destino intercambio	Fecha de disponibilidad	Frecuencia*
Bélgica	Alemania	18/11/2020	horaria
	Francia	15/12/2014	horaria
	Países Bajos	23/12/2014	horaria
Alemania	Bélgica	18/11/2020	horaria
	Francia	15/12/2014	horaria
	Países Bajos	23/12/2014	horaria
Francia	Bélgica	15/12/2014	horaria
	Alemania	15/12/2014	horaria
Países Bajos	Bélgica	23/12/2014	horaria
	Alemania	23/12/2014	horaria

* Bélgica-Países Bajos: cada 15 minutos desde el 15 de octubre de 2020

Fuente: *Elaboración propia*

A título indicativo, la Tabla 4.3 muestra el posicionamiento relativo de Austria en relación al conjunto de la zona de oferta compuesta por Alemania, Austria y Luxemburgo en los años 2016 y 2017. Como se puede ver en la Tabla 4.3, la proporción que representa Austria respecto al conjunto de la zona es relativamente modesta y, en algunos casos, es especialmente pequeña (como por ejemplo para la producción de energía solar y eólica). Se puede apreciar, además, la estabilidad temporal de estas proporciones.

Tabla 4.3: Posicionamiento relativo de Austria respecto al conjunto de la zona alemana (en promedio anual)

	2016			
	Demanda	Producción	Solar	Eólica*
Austria	7248 MW	6197 MW	107 MW	597 MW
Alemania**	61634 MW	72457 MW	4116 MW	9285 MW
Proporción	11.8 %	8.6 %	2.6 %	6.4 %
	2017			
	Demanda	Producción	Solar	Eólica*
Austria	7378 MW	6408 MW	131 MW	755 MW
Alemania**	63600 MW	73749 MW	4206 MW	12343 MW
Proporción	11.6 %	8.7 %	3.1 %	6.1 %

* Suma de la eólica terrestre y marina

** Conjunto de la zona alemana

Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*

Por último, es también importante señalar que no todos los datos previamente

4.1. ADQUISICIÓN DE LOS DATOS

indicados están disponibles para todas las zonas, todos los días y a todas horas. No obstante, esta afirmación depende del tipo de dato considerado. En el caso de los precios y de los intercambios comerciales no falta ningún dato, mientras que en las previsiones de demanda y de producción sí que puede faltar alguno. La disponibilidad de estos datos se muestra de forma más detallada en la Figura 4.2. Esta figura muestra, para cada tipo de dato, el porcentaje de datos disponibles así como el porcentaje de datos no disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-E. Como se puede comprobar, el porcentaje de datos disponibles es extremadamente elevado, siendo en todos los casos superior al 97.5%. La elevada disponibilidad de los datos extraídos es un indicador importante de su buena calidad.

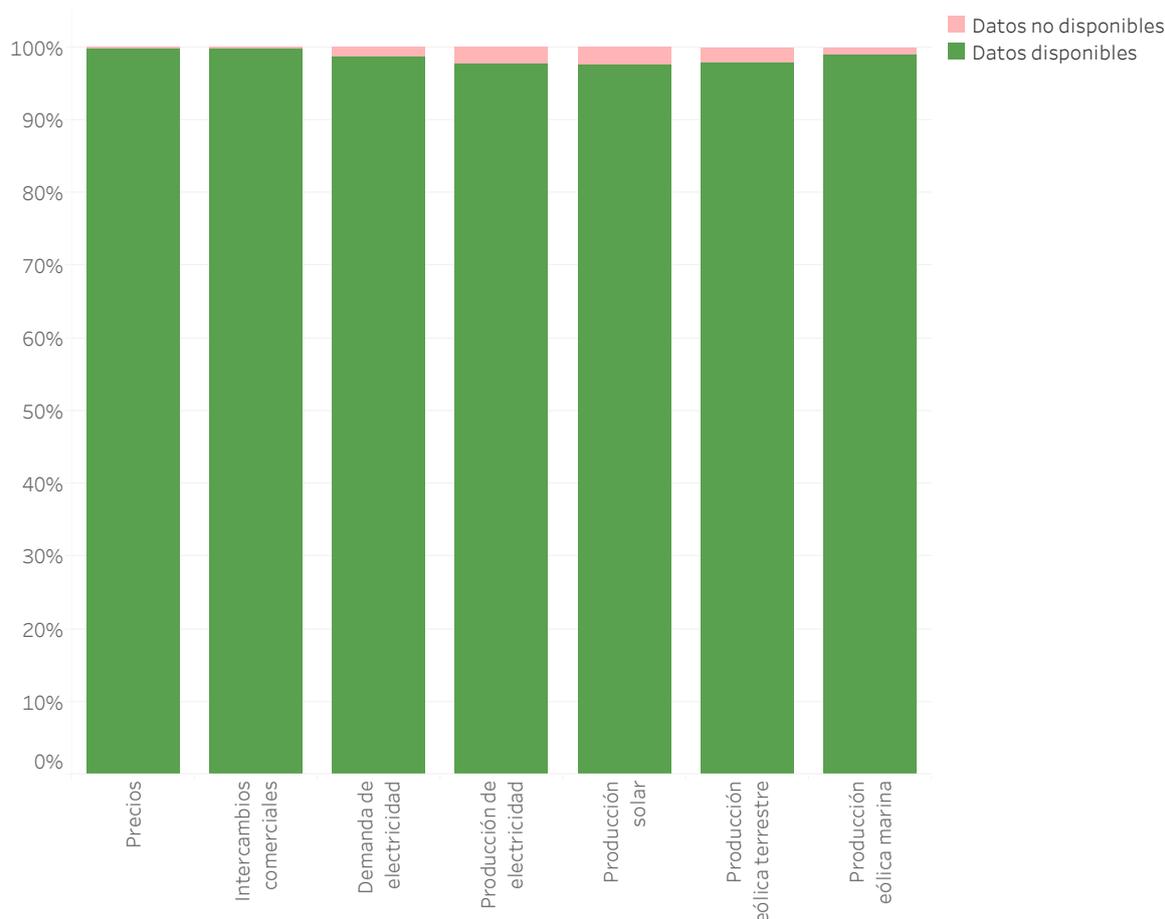


Figura 4.2: Resumen de la disponibilidad de los datos extraídos de la plataforma de transparencia de ENTSO-E (*Fuente: Elaboración propia*)

En los pocos casos en los que algún dato no estaba disponible y con el objetivo de tener una base de datos lo más completa posible, los datos indisponibles se sustituyen

por datos similares o se van a buscar directamente al origen de los datos (se recuerda que ENTSO-E únicamente recupera y pone a disposición los datos del sistema eléctrico, pero en ningún caso produce los datos). En el caso de sustituir un dato por otro parecido, se puede, por ejemplo, considerar la predicción intradiaria (es decir, el día mismo) o real en vez de la predicción diaria (es decir, para el día siguiente).

La Tabla 4.4 indica la naturaleza de los datos que han permitido la sustitución de los datos no existentes.

Tabla 4.4: Fuentes de datos de sustitución

Dato	Fuente de datos de sustitución	
	1	2
Precio diario	No falta ningún dato	
Demanda eléctrica prevista	Plataforma de datos del gestor de la red de transporte	Demanda real (ENTSO-E)
Producción eléctrica prevista	Plataforma de datos del gestor de la red de transporte	Producción real agregada (ENTSO-E)
Previsión de energía solar	Previsión intradiaria (ENTSO-E)	Producción real (ENTSO-E)
Previsión de energía eólica terrestre	Previsión intradiaria (ENTSO-E)	Producción real (ENTSO-E)
Previsión de energía eólica marina	Previsión intradiaria (ENTSO-E)	Producción real (ENTSO-E)
Intercambios comerciales	No falta ningún dato	

Fuente: Elaboración propia

Como se puede comprobar en la Tabla 4.4, para algunas variables existen varias opciones de sustitución (se dan por orden de prioridad) posibles para los datos faltantes; esto ocurre ya que a veces los datos también podían faltar para los datos de la primera fuente de sustitución.

El conjunto de etapas descritas anteriormente ha permitido recuperar un gran número de datos a partir de la plataforma de transparencia de ENTSO-E. La elevada disponibilidad de los datos directamente desde la plataforma de transparencia (como muestra la Figura 4.2) y el importante trabajo realizado para completar los pocos datos que faltaban han sido fundamentales para garantizar la buena calidad de dichos datos. De esta forma, ha sido posible recuperar un gran número de datos y, además, de gran

calidad, siendo estos dos elementos esenciales para realizar el trabajo de investigación presentado en esta tesis. El Apartado 4.2 muestra como se han utilizado estos datos brutos para construir la base de datos final considerada en el presente estudio.

4.2. Creación de la base de datos

En este apartado se describe como se han utilizado los datos brutos presentados en el Apartado 4.1 a fin de construir la base de datos final empleada para realizar este estudio.

En primer lugar y con el objetivo de tener una base de datos completa, se conservan únicamente los datos a partir de la fecha en la cual todos ellos están disponibles. De acuerdo con la información proporcionada en las Tablas 4.1 y 4.2, la base de datos final contiene el conjunto de los datos mencionados en el Apartado 4.1 a partir del 5 de enero de 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

Se ajusta la duración de todos los días a 24 horas con el objetivo de homogeneizar los datos y para todos los días del año y facilitar así el uso de la base de datos. De este modo se realizan los ajustes siguientes en los días de cambio de hora:

- días de 23 horas (cambio de hora de verano): se añade una hora más obteniendo los datos de la hora extra del día mediante interpolación de la última hora del día y la primera hora del día posterior,
- días de 25 horas (cambio de hora de invierno): se retiran los datos de la última hora del día.

Además, el número de datos diario se ajusta a 24 con el objetivo de tener el mismo número de datos al día para todos los tipos de datos. De este modo, en el caso de los datos que se proporcionan cada 15 minutos, se realiza una media para cada hora del

día y obtener de este modo únicamente una información para cada hora del día.

En los Apartados 4.2.1 y 4.2.2 se proporciona el nombre de las variables que constituyen la base de datos final agrupadas según el tipo de dato al que hacen referencia y distinguiendo si se tratan de variables brutas (es decir, directamente extraídas de la base de datos original descrita en el Apartado 4.1) o de variables calculadas. Se recuerda también que los datos relativos a *Alemania* se refieren al conjunto de la zona de oferta en la cual se encuentra Alemania⁵. En total, más de 1.7 millones de variables constituyen la base de datos finalmente utilizada para realizar los estudios presentados en este trabajo.

4.2.1. Variables directamente extraídas de los datos brutos

Las variables directamente extraídas de los datos brutos presentados en el Apartado 4.1 son todas cuantitativas y se pueden dividir básicamente en dos grupos. Por un lado, aquellas que hacen referencia a los precios de cada zona de la región CWE y, por otro, aquellas que hacen referencia a la producción o demanda de electricidad en sus distintas facetas. En la Tabla 4.5 se pueden encontrar los acrónimos que se utilizan para construir el nombre de las distintas variables asociadas a cada una de las áreas de la región CWE y que suelen formar el sufijo del nombre de la variable.

Tabla 4.5: Acrónimos zonas de la región CWE

BE	Bélgica
DE	Alemania
FR	Francia
NL	Países Bajos

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 4.6 muestra el nombre de las variables asociadas a los precios de cada una de las zonas de la región CWE.

⁵Esta zona está constituida por Alemania, Austria y Luxemburgo hasta el 1 de octubre de 2018 y únicamente por Alemania y Luxemburgo desde entonces.

4.2. CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Tabla 4.6: Variables cuantitativas relativas a los precios

Nombre variable	Descripción
Price_BE	Precio diario por hora en Bélgica
Price_DE	Precio diario por hora en Alemania
Price_FR	Precio diario por hora en Francia
Price_NL	Precio diario por hora en Países Bajos

Fuente: Elaboración propia

Para las variables relativas a la demanda y a la producción de electricidad, la Tabla 4.7 indica en primer lugar el nombre de las variables asociadas a la demanda global en cada una de las zonas de la región estudiada.

Tabla 4.7: Variables cuantitativas relativas a la demanda eléctrica

Nombre variable	Descripción
Day_ahead_load_forecast_BE	Demanda eléctrica prevista por hora en Bélgica
Day_ahead_load_forecast_DE	Demanda eléctrica prevista por hora en Alemania
Day_ahead_load_forecast_FR	Demanda eléctrica prevista por hora en Francia
Day_ahead_load_forecast_NL	Demanda eléctrica prevista por hora en Países Bajos

Fuente: Elaboración propia

En lo relativo a la producción eléctrica, la Tabla 4.8 muestra el nombre de las variables asociadas a la producción global de cada una de las áreas.

Tabla 4.8: Variables cuantitativas relativas a la producción eléctrica

Nombre variable	Descripción
Scheduled_generation_BE	Producción eléctrica total prevista por hora en Bélgica
Scheduled_generation_DE	Producción eléctrica total prevista por hora en Alemania
Scheduled_generation_FR	Producción eléctrica total prevista por hora en Francia
Scheduled_generation_NL	Producción eléctrica total prevista por hora en Países Bajos

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 4.9 indica el nombre de las variables creadas para referirse a la producción de energía solar en cada una de las zonas de la región CWE.

Las Tablas 4.10 y 4.11 indican el nombre de las variables relativas a la producción de electricidad de origen eólico, terrestre y marina respectivamente.

En la Tabla 4.11 se ha incluido una variable relativa a Francia pero se recuerda que de momento no existe ese tipo de producción en ese país; no obstante se deja esa

Tabla 4.9: Variables cuantitativas relativas a la producción solar

Nombre variable	Descripción
Scheduled_Solar_generation_BE	Producción solar prevista por hora en Bélgica
Scheduled_Solar_generation_DE	Producción solar prevista por hora en Alemania
Scheduled_Solar_generation_FR	Producción solar prevista por hora en Francia
Scheduled_Solar_generation_NL	Producción solar prevista por hora en Países Bajos

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.10: Variables cuantitativas relativas a la producción eólica terrestre

Nombre variable	Descripción
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	Producción eólica terrestre prevista por hora en Bélgica
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	Producción eólica terrestre prevista por hora en Alemania
Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR	Producción eólica terrestre prevista por hora en Francia
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	Producción eólica terrestre prevista por hora en Países Bajos

Fuente: Elaboración propia

variable en esta descripción de cara a trabajos futuros.

Tabla 4.11: Variables cuantitativas relativas a la producción eólica marina

Nombre variable	Descripción
Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE	Producción eólica marina prevista por hora en Bélgica
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	Producción eólica marina prevista por hora en Alemania
Scheduled_Wind_Offshore_generation_FR	Producción eólica marina prevista por hora en Francia
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	Producción eólica marina prevista por hora en Países Bajos

Fuente: Elaboración propia

Por último, la Tabla 4.12 indica el nombre de las variables creadas para describir el conjunto de los intercambios comerciales de electricidad que tienen lugar en el interior de la región CWE. Se recuerda que para los datos relativos a estos intercambios se crea una variable para cada uno de los sentidos posibles del intercambio.

La Figura 4.3 permite visualizar en el mapa de la región del Centro-Oeste Europeo el conjunto de los intercambios comerciales existentes en dicha región y que han sido presentados en la Tabla 4.12

Se podrían haber incluido más variables (extraídas de otras bases de datos) en el presente estudio, sin embargo, estudios previos (Saez et al. (2019); Corona (2018)) han demostrado que estas variables (como por ejemplo la temperatura) no permiten mejorar el entendimiento que se tiene del fenómeno estudiado en el presente trabajo: la

4.2. CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Tabla 4.12: Variables cuantitativas relativas a los intercambios comerciales transfronterizos

Nombre variable	Descripción
DE_com_FR	Intercambio comercial previsto por hora desde Alemania hacia Francia
FR_com_DE	Intercambio comercial previsto por hora desde Francia hacia Alemania
FR_com_BE	Intercambio comercial previsto por hora desde Francia hacia Bélgica
BE_com_FR	Intercambio comercial previsto por hora desde Bélgica hacia Francia
DE_com_NL	Intercambio comercial previsto por hora desde Alemania hacia Países Bajos
NL_com_DE	Intercambio comercial previsto por hora desde Países Bajos hacia Alemania
BE_com_NL	Intercambio comercial previsto por hora desde Bélgica hacia Países Bajos
NL_com_BE	Intercambio comercial previsto por hora desde Países Bajos hacia Bélgica

Fuente: Elaboración propia

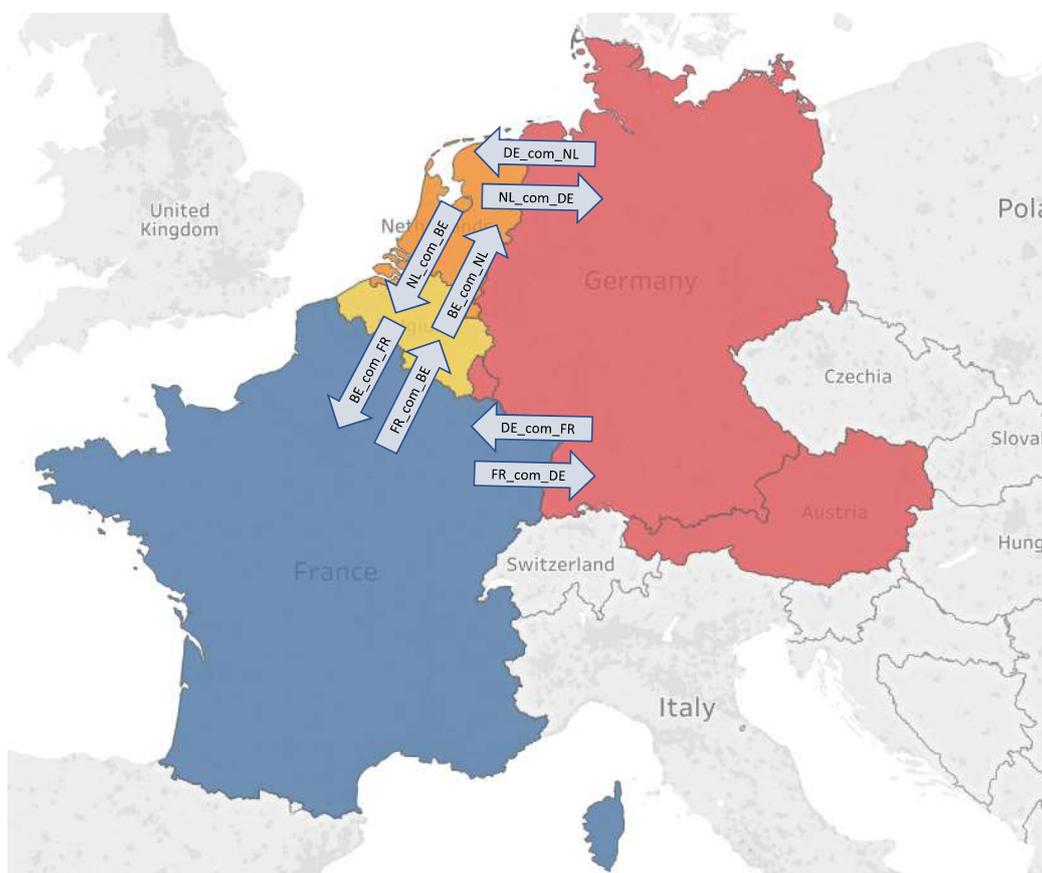


Figura 4.3: Intercambios comerciales en la región CWE (Fuente: Elaboración propia)

evolución de la convergencia de precios en las distintas zonas de oferta de la región del Centro-Oeste Europeo. Además, con el objetivo de tener una base de datos homogénea y que se pueda actualizar con mayor facilidad, es preferible considerar únicamente los datos de interés respecto al mercado eléctrico proporcionados en la plataforma de

transparencia de ENTSO-E.

4.2.2. Variables calculadas

Las variables extraídas directamente de las bases de datos existentes descritas en el Apartado 4.2.1 se utilizan para generar nuevas variables que van a completar la base de datos utilizada para este estudio. Estas variables son de tipo categórico o cuantitativo y se basan principalmente en las variables de precio y de producción/demanda global de electricidad.

Las variables de precios permiten, en primer lugar, calcular la variable categórica que permite medir la convergencia absoluta de precios en la región CWE. Esta variable, $Convergence_{CWE}$ en la base de datos, es una variable esencial del presente trabajo ya que es la que permite evaluar el grado de integración de los mercados eléctricos que componen la región del Centro-Oeste Europeo. La convergencia absoluta representa el número de veces que la convergencia de precios es total en la región CWE. Su valor es 1 cuando el precio es el mismo en las cuatro zonas de oferta que la componen y 0 cuando no.

Además de la convergencia absoluta, las variables de precios se utilizan para definir otra variable categórica: el grado de convergencia ($Convergence_degree$ en la base de datos). Esta variable describe de forma más detallada las situaciones intermedias de convergencia y puede tomar 5 valores distintos. La Tabla 4.13 indica los valores de esta variable según las situaciones intermedias que se pueden dar.

Tabla 4.13: Correspondencia numérica para los grados de convergencia

Valor	Grado de convergencia
0	Todos los precios distintos
1	Una pareja de países con el mismo precio
2	Dos parejas de países con el mismo precio (pero distinto entre ellas)
3	Un trío de países con el mismo precio
4	Todos los precios iguales

Fuente: *Elaboración propia*

4.2. CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Además de las dos variables anteriormente descritas, los precios de las distintas zonas de la región CWE se utilizan para crear una nueva variable categórica que permite describir de forma muy detallada el conjunto de las situaciones intermedias que se pueden dar respecto a la convergencia (o no) de los precios en la región estudiada. Se trata del tipo de convergencia por regiones. Esta variable (*Convergence_class* en la base de datos) puede tomar 15 valores distintos de acuerdo con el conjunto de situaciones indicadas en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14: Correspondencia numérica para los tipos de convergencia por zonas

Valor	Tipo de convergencia
0	Todos los precios distintos
1	Mismo precio en Alemania y Bélgica
2	Mismo precio en Alemania y Francia
3	Mismo precio en Alemania y Países Bajos
4	Mismo precio en Bélgica y Francia
5	Mismo precio en Bélgica y Países Bajos
6	Mismo precio en Francia y Países Bajos
7	Mismo precio en Alemania-Bélgica y en Francia-Países Bajos (por parejas)
8	Mismo precio en Alemania-Francia y en Bélgica-Países Bajos (por parejas)
9	Mismo precio en Alemania-Países Bajos y en Bélgica-Francia (por parejas)
10	Mismo precio en Alemania, Bélgica y Francia
11	Mismo precio en Alemania, Bélgica y Países Bajos
12	Mismo precio en Bélgica, Francia y Países Bajos
13	Mismo precio en Alemania, Francia y Países Bajos
14	Mismo precio en todos los países

Fuente: *Elaboración propia*

Por último, las variables de precio se utilizan para calcular una serie de variables cuantitativas que permiten ver de forma más detallada las diferencias de precio generales y por zonas en la región del Centro-Oeste Europeo. El conjunto de estas variables se describe en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15: Diferencias de precios entre países (variables cuantitativas)

Nombre variable	Descripción
MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE	Diferencia entre el precio máximo y mínimo de la región CWE
BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	Diferencia de precio entre Bélgica y Alemania
NL_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	Diferencia de precio entre Países Bajos y Francia
BE_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	Diferencia de precio entre Bélgica y Francia
FR_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	Diferencia de precio entre Francia y Alemania
NL_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	Diferencia de precio entre Países Bajos y Alemania
BE_TO_NL_PRICE_DIFFERENCE	Diferencia de precio entre Bélgica y Países Bajos

Fuente: *Elaboración propia*

Los datos relativos a la producción y a la demanda de electricidad descritos en las Tablas 4.8 y 4.7 respectivamente, se utilizan para generar una serie de variables que permite evaluar el desequilibrio de producción eléctrica propio a cada zona de la región del Centro-Oeste Europeo. Este desequilibrio se obtiene calculando la diferencia entre la producción y la demanda de electricidad en cada zona de la región CWE y para cada hora de la base de datos⁶. Las nuevas variables que se incluyen de esta forma en la base de datos se describen en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16: Variables cuantitativas relativas al desequilibrio entre producción y demanda

Nombre variable	Descripción
Generation_balance_BE	Diferencia entre producción y demanda de electricidad en Bélgica
Generation_balance_DE	Diferencia entre producción y demanda de electricidad en Alemania
Generation_balance_FR	Diferencia entre producción y demanda de electricidad en Francia
Generation_balance_NL	Diferencia entre producción y demanda de electricidad en Países Bajos

Fuente: Elaboración propia

Por último, se incluye una serie de variables categóricas en la base de datos que permite describir ciertas características temporales relativas a la obtención de cada uno de los datos (como la hora o el mes). Estas variables pueden resultar interesantes debido a las características cíclicas (a distintas escalas temporales) del funcionamiento del sistema eléctrico. La descripción de dichas variables se puede encontrar en la Tabla 4.17. Además de las variables mencionadas en dicha tabla, se podrían haber incluido otras como, por ejemplo, una variable para indicar si se trata de un día de festivo o no, pero esas variables parecen no aportar demasiada información en el estudio actual (Saez et al. (2019); Corona (2018)).

⁶Dicho desequilibrio se calcula, por tanto, de la siguiente forma:
 $Generation_balance = Scheduled_generation - Day_ahead_load_forecast.$

Tabla 4.17: Variables categóricas relativas escalas temporales

Nombre variable	Descripción
Month	Mes del año (de 1 a 12)
Hour	Hora del día (de 0 a 23)
WeekDay	Día de la semana (de 0 a 6)
WeekEnd	Día laborable o de fin de semana (0 ó 1)

Fuente: *Elaboración propia*

4.3. Análisis descriptivo

El objetivo de esta sección es visualizar y entender mejor cuáles son las características de algunas de las variables (calculadas y directamente extraídas de bases de datos existentes) que componen la base de datos construida para realizar este trabajo. Esta descripción se basa, salvo mención explícita de lo contrario, en el periodo de la base de datos en el que el mecanismo FBMC ha estado vigente, es decir, del 21 de mayo de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2018.

En primer lugar, se describen los datos relativos a los precios así como a las variables derivadas de éstos. La variable que describe la convergencia de los precios en la región CWE, $Convergence_{CWE}$, es muy importante ya que es una de las variables esenciales para estudiar la integración de los mercados eléctricos que componen la región. Al tratarse de una variable calculada, es necesario entender cuál es la influencia que puede tener el método de cálculo en su valor. De este modo, la Tabla 4.18 indica el valor medio de la variable $Convergence_{CWE}$ según el umbral que se elige para determinar si hay o no convergencia de precios en la región CWE.

Cómo se puede ver en la Tabla 4.18, el valor del umbral tiene un impacto poco importante en el valor de $Convergence_{CWE}$ mientras su valor es bajo. Por ejemplo, hasta los 50 céntimos de euro, el valor medio $Convergence_{CWE}$ sólo varía un 5% respecto al valor de referencia obtenido con una convergencia de precios perfecta (es decir, la convergencia obtenida con un umbral de 0.00€). A partir de un umbral de 1€ las diferencias empiezan a ser más notables, llegando a más de un 10% de diferencia

Tabla 4.18: Análisis de sensibilidad para establecer el valor de $Convergence_{CWE}$ entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018

Valor del umbral (en €)	Valor medio $Convergence_{CWE}$
0.00	0.326
0.01	0.326
0.05	0.327
0.10	0.329
0.50	0.342
1.00	0.360
5.00	0.463
10.00	0.586

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

relativa respecto a la convergencia de referencia. En este trabajo el objetivo es estudiar la convergencia total de los precios en la región, ya que es la que traduce que no hay problemas de congestión en las interconexiones. Por tanto, considerando todos los aspectos mencionados anteriormente, el umbral de 0.00€ es el que se considera finalmente para calcular el valor de la variable $Convergence_{CWE}$.

La Tabla 4.19 muestra algunos datos estadísticos (media, desviación típica y desviación típica relativa) referentes a las distintas variables de precio así como a la convergencia absoluta de precios en la región CWE entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018. Estos datos permiten ver, por ejemplo, que durante el periodo de estudio, el precio de la electricidad es más elevado en Bélgica que en el resto de las zonas de la región. En Francia el precio es ligeramente inferior pero también lo es la desviación típica asociada, lo que indica que respecto a Bélgica los precios son más estables en Francia que en Bélgica. En esta tabla se puede también observar que el precio más bajo de la electricidad se da en Alemania, con una diferencia de más de 5€ respecto a Países Bajos que es el segundo país en el que la electricidad es más barata. En los Países Bajos es también donde se puede observar la desviación típica más baja (tanto en valor absoluto como relativo), lo que indica una mayor estabilidad de los precios en esa zona.

Estas relaciones entre los precios de las distintas zonas que componen la región CWE pueden verse con mayor claridad en la Figura 4.4 que representa un mapa de la

4.3. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

región en el que las distintas zonas se distinguen por el precio medio que se da para el período indicado.

Tabla 4.19: Resumen de los datos relativos a los precios entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018

Nombre variable	Media	SD*	SD relativa	Unidad
$Convergence_{CWE}$	0.33	0.47	142 %	-
MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE	12.69	21.2	167 %	€
BE_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	2.43	12.55	516 %	€
BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	9.92	19.29	194 %	€
BE_TO_NL_PRICE_DIFFERENCE	4.29	17.56	409 %	€
FR_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	7.48	15.39	206 %	€
NL_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	-1.86	14.8	796 %	€
NL_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	5.62	11.14	198 %	€
Price_BE	45.19	24.31	54 %	€
Price_DE	35.27	16.64	47 %	€
Price_FR	42.76	20.76	49 %	€
Price_NL	40.90	14.97	37 %	€

* Desviación típica

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

Además de las variables de precios para cada una de las zonas de la región CWE, la Tabla 4.19 muestra datos sobre las variables asociadas a las diferencias de precios. Estas variables muestran de forma explícita las diferencias que se podían observar ya con las variables de precios directamente. Así, se puede observar, por ejemplo, como la variable asociada a la diferencia de precio entre Bélgica y Alemania (BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE) es la más elevada, con un valor próximo al de la variable correspondiente a la diferencia máxima de precios en la región: MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE. Resulta también interesante remarcar que, en el caso de la diferencia de precio entre Países Bajos y Francia (NL_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE), se observa una mayor desviación típica relativa (cercana al 800%), debido en parte al bajo valor de la media de esta variable.

Para completar las informaciones estadísticas indicadas en la Tabla 4.19, es posible referirse a la Tabla D.2 del Anexo D en la que se incluye información adicional como la mediana y el mínimo o el máximo de cada variable.

La Figura 4.5 muestra la evolución de la convergencia absoluta de los precios ($Convergence_{CWE}$) a lo largo de dos escalas temporales diferentes: la convergencia

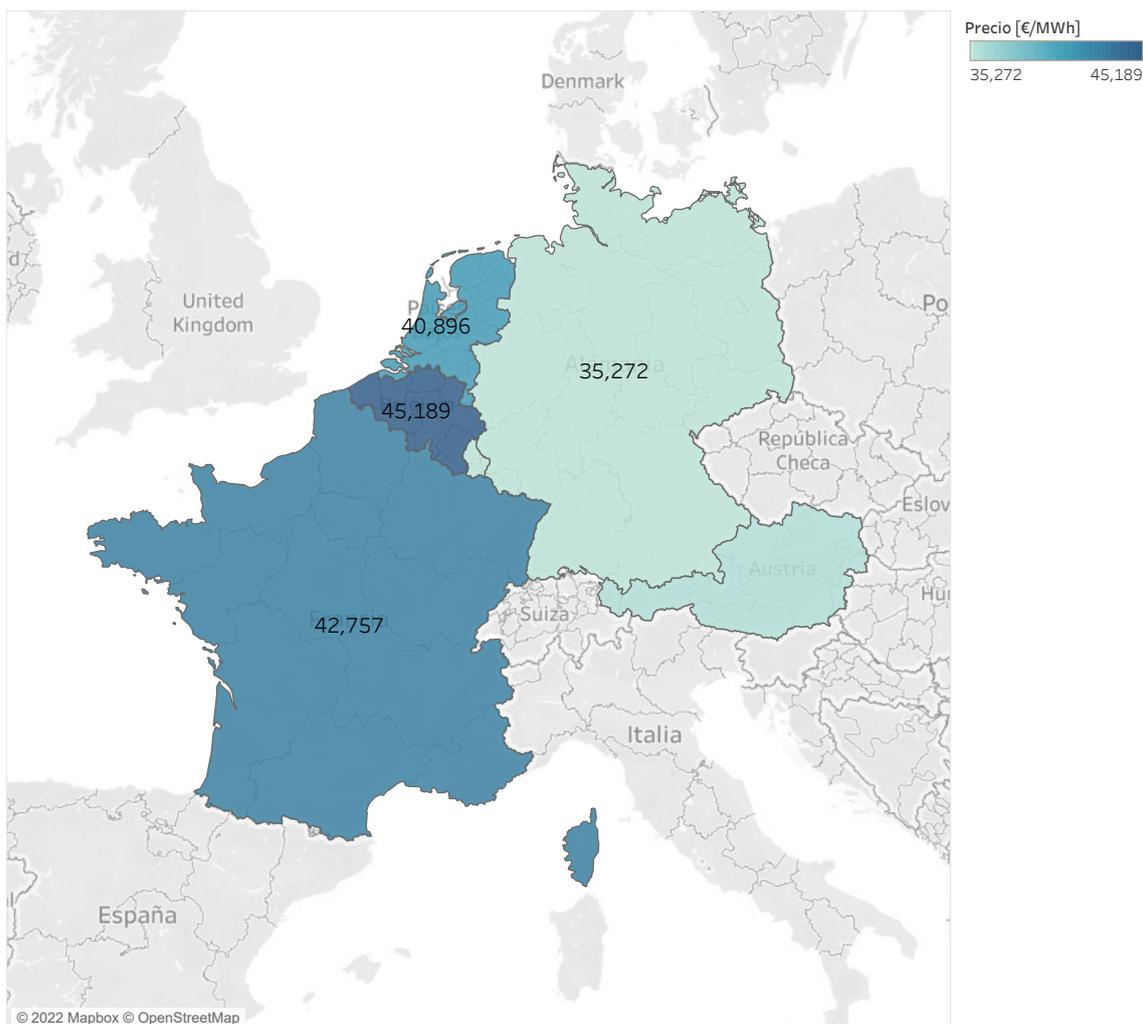


Figura 4.4: Mapa descriptivo de la media de precios en la región CWE entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

media a lo largo del año (por meses), por un lado, y la convergencia media a lo largo del día (por horas) por otro. Estos gráficos permiten ver, por ejemplo, que la convergencia no es homogénea a lo largo del año ni del día. La convergencia es especialmente baja a partir del mes de octubre y hasta el mes de febrero, con un valor que oscila entre el 10 % y el 30 %. Durante los otros meses su valor es más elevado, especialmente en los meses de julio y agosto, llegando incluso a alcanzar valores medios superiores al 50 %. Además de esta evolución anual, la evolución a lo largo del día de la convergencia presenta también patrones. Se puede observar un comportamiento cíclico con alternancia de dos picos de convergencia y de dos zonas "valle" (correspondientes a un bajo valor de

4.3. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

la convergencia) a lo largo del día.

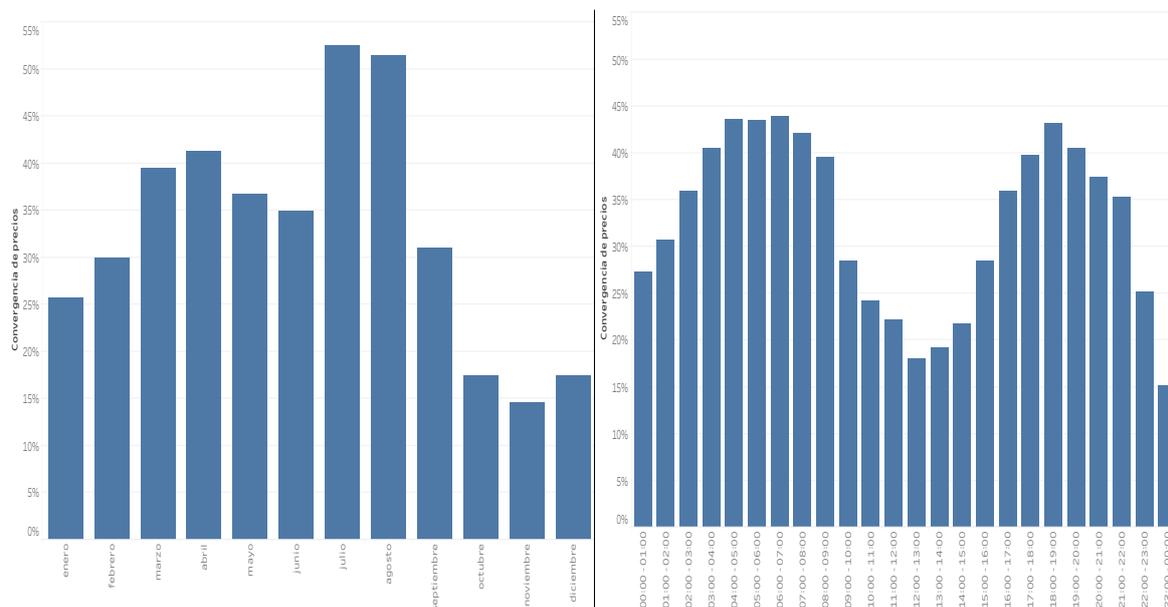


Figura 4.5: Convergencia de precios absoluta media en la región CWE por horas y por meses entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

En complemento de la Figura 4.5, la Figura 4.6 da una visión más detallada a lo largo del año del valor medio horario de la convergencia. En dicho gráfico, las zonas verdes corresponden a valores altos de la convergencia, mientras que las zonas rojas corresponden a momentos de baja convergencia. Este gráfico muestra una evolución bastante continua del valor de la convergencia a lo largo de las horas del día y de los meses del año, desde los altos valores que se observan en los meses de julio y agosto hasta los bajos valores que se observan en los últimos y primeros meses del año. Además, este gráfico permite observar, para cada hora del día, como evoluciona el valor medio de la convergencia a lo largo del año. En algunos casos esta evolución puede ser bastante significativa como, por ejemplo, en el caso de las 07:00-08:00 y el de las 21:00-22:00.

Para visualizar de forma más precisa las situaciones intermedias de convergencia, la Figura 4.7 permite observar el número de veces que se dan las distintas situaciones de convergencia descritas en la Tabla 4.13 (para una descripción todavía más detallada de estas situaciones intermedias, puede consultarse la Figura D.1 que describe los

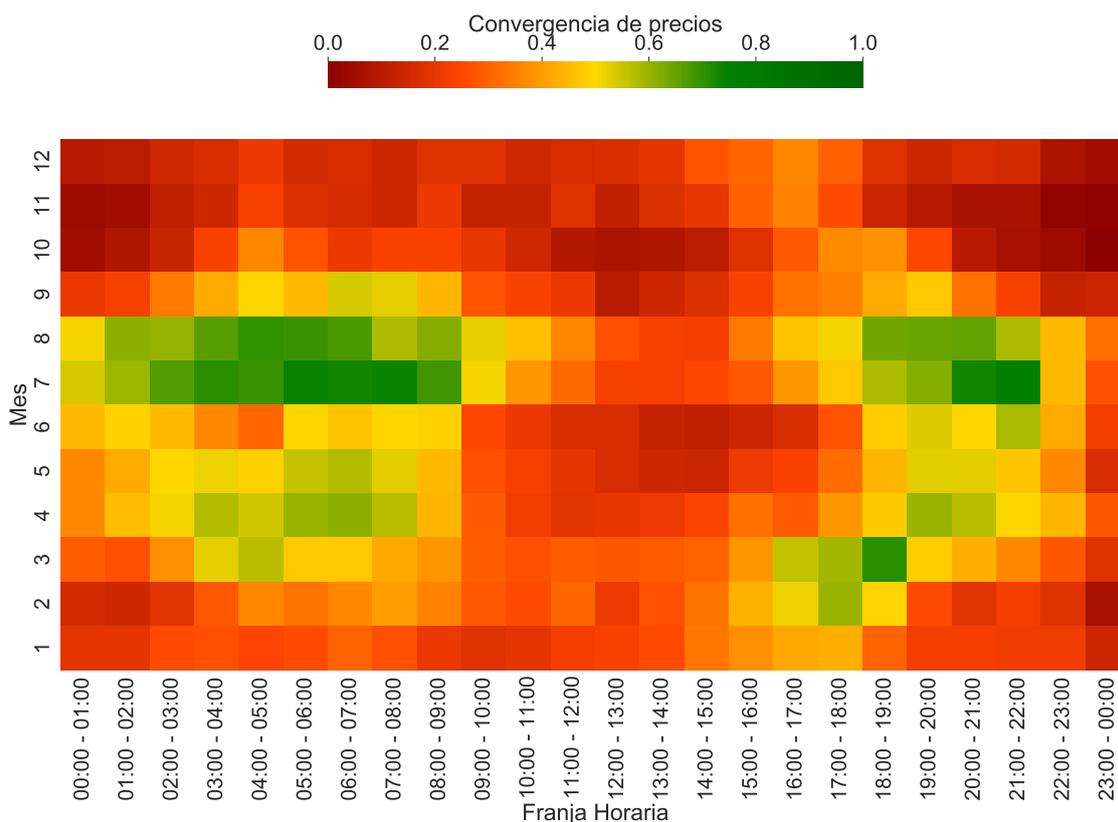


Figura 4.6: Convergencia horaria media por meses entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

tipos de convergencia por zonas en el Anexo D). Como se puede observar, la mayor parte de las veces se corresponden a situaciones extremas en las que o bien hay una convergencia total o bien no hay absolutamente ninguna convergencia (valores 4 o 0 respectivamente). Respecto a las situaciones intermedias, los casos en los que únicamente una pareja de zonas geográficas tiene el mismo precio son los que encontramos con más frecuencia (valor 1), seguidos de las situaciones en las que exactamente tres países tienen el mismo precio (valor 3). Por último, se puede observar que las situaciones en las que dos parejas de países tienen el mismo precio (pero distinto entre ellas, correspondientes al número 2 en la Figura 4.7) son las menos frecuentes.

A continuación, la presentación y descripción de las variables que constituyen la base de datos se centra en el conjunto de magnitudes relativas a la producción y demanda de electricidad así como en los intercambios comerciales transfronterizos.

4.3. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

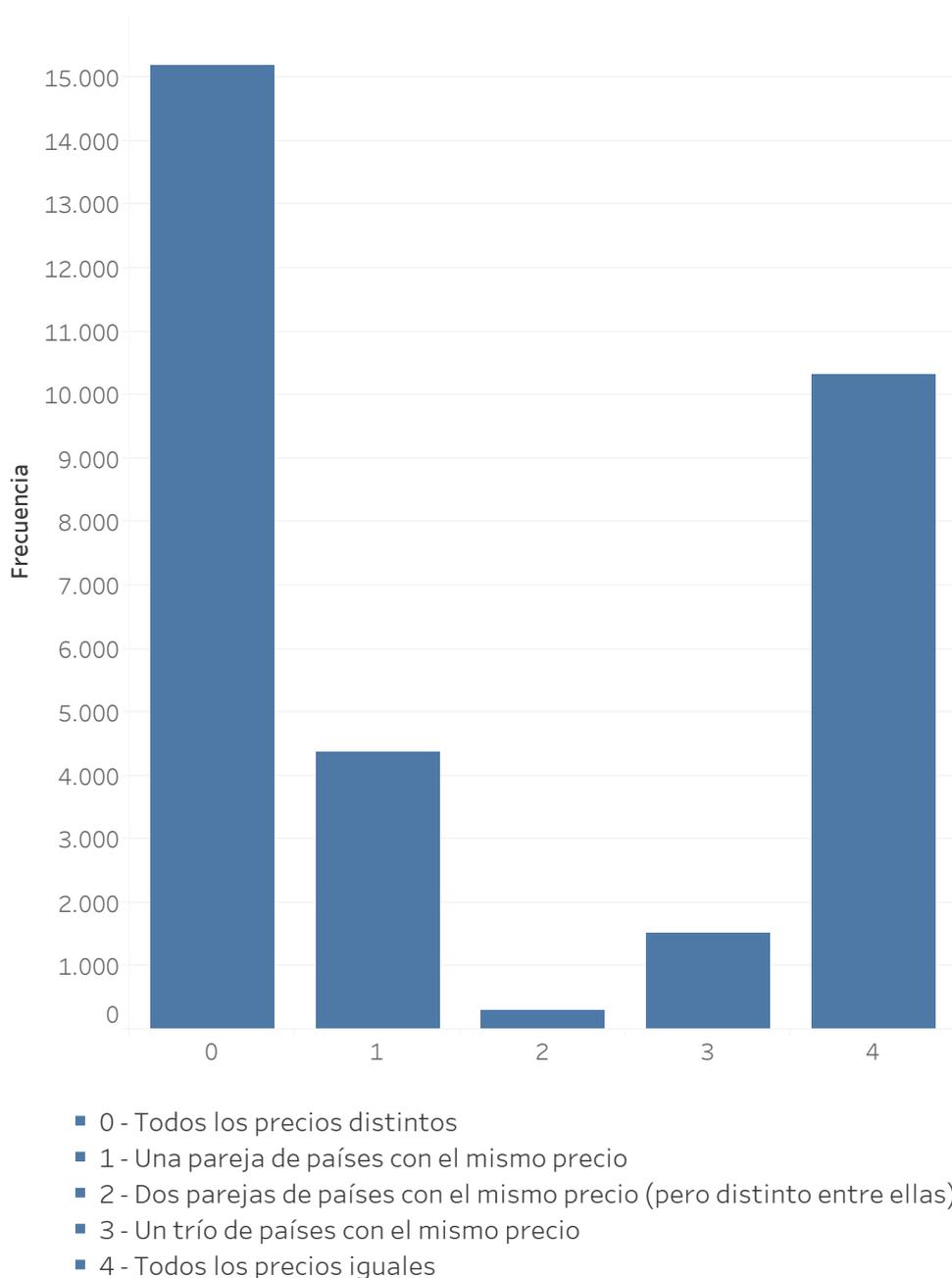


Figura 4.7: Descripción de las situaciones intermedias de convergencia entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

En este sentido, la Tabla 4.20 da una visión detallada de algunos datos estadísticos (media, desviación estándar y desviación estándar relativa) referentes a dichas magnitudes. Además, a continuación de la Tabla 4.20 se pueden encontrar una serie de gráficos que permiten visualizar y entender mejor como evolucionan dichas variables a lo largo del año y del día.

Tabla 4.20: Resumen de los datos extraídos de la plataforma de transparencia de ENTSO-E entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018

Nombre variable	Media	SD*	SD relativa	Unidad
BE_com_FR	236	366	155 %	MW
BE_com_NL	275	508	185 %	MW
DE_com_FR	1678	1514	90 %	MW
DE_com_NL	1534	928	60 %	MW
FR_com_BE	1259	1157	92 %	MW
FR_com_DE	569	802	141 %	MW
NL_com_BE	646	673	104 %	MW
NL_com_DE	104	246	237 %	MW
Day_ahead_load_forecast_BE	9827	1357	14 %	MW
Day_ahead_load_forecast_DE	62185	10893	18 %	MW
Day_ahead_load_forecast_FR	53499	11673	22 %	MW
Day_ahead_load_forecast_NL	13568	2297	17 %	MW
Scheduled_generation_BE	8566	1723	20 %	MW
Scheduled_generation_DE	72166	13293	18 %	MW
Scheduled_generation_FR	61138	10271	17 %	MW
Scheduled_generation_NL	14874	3037	20 %	MW
Scheduled_Solar_generation_BE	354	549	155 %	MW
Scheduled_Solar_generation_DE	4403	6667	151 %	MW
Scheduled_Solar_generation_FR	979	1351	138 %	MW
Scheduled_Solar_generation_NL	227	382	168 %	MW
Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE	318	268	84 %	MW
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	1706	1297	76 %	MW
Scheduled_Wind_Offshore_generation_FR	0	0	N/A	MW
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	173	157	91 %	MW
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	323	298	92 %	MW
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	9319	7355	79 %	MW
Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR	2504	1820	73 %	MW
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	888	759	85 %	MW

* Desviación típica

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

En la Tabla 4.20 se puede ver, por ejemplo, que los intercambios comerciales más importantes son aquellos en los que la zona alemana está involucrada como zona exportadora de electricidad (es decir, DE_com_FR y DE_com_NL), seguidos de los intercambios desde Francia hasta Bélgica. Estos intercambios son además los más estables, en el sentido de que tienen la desviación típica más baja. El resto de los datos que se pueden observar en la tabla confirman el peso preponderante que tienen Alemania y Francia en la región CWE.

Respecto a la producción de energías renovables, se puede observar que la eólica terrestre es la que mayor peso tiene, seguida de la solar (que sólo se produce durante las horas de sol) y de la eólica marina. Es también interesante comparar la desviación

típica relativa de los dos tipos de energía eólica, se suele decir que la energía eólica marina es más estable ya que en el mar los vientos son más constantes y regulares que en tierra. En el caso de Alemania, los datos parecen confirmar esta suposición con una desviación típica relativa menor en el caso de la eólica marina que terrestre. Lo mismo ocurre con Bélgica pero no con los Países Bajos, debiendo interpretarse en estos dos casos los datos con mayor precaución ya que la producción eólica marina en estos dos países es muy baja.

Además de los datos estadísticos indicados en la Tabla 4.20, la Tabla D.1 del Anexo D da otros indicadores estadísticos, como la mediana o el máximo y el mínimo de cada variable que permiten describir de forma más completa la base de datos utilizada en el presente estudio.

La Figura 4.8 permite visualizar como evoluciona la producción de electricidad media a lo largo del año en cada una de las zonas que componen la región CWE. El importante peso de Francia y Alemania queda muy claro en este gráfico, el cual también permite ver que a lo largo del año, la producción de electricidad en Francia es la que parece presentar una mayor variabilidad, siendo mucho más importante en invierno que en verano. Esto se debe en gran medida al hecho de que la mayor parte de las centrales nucleares en Francia (que representan la principal fuente de producción de electricidad en el país) realizan su mantenimiento durante los meses de verano en los que la demanda de electricidad en el país es menor.

El panorama de la generación de electricidad media a lo largo del día presentado en la Figura 4.9 permite entender mejor como se estructura la producción de electricidad de cada país. Mientras que en Bélgica, Países Bajos y Francia la generación es más bien estable a lo largo del día, en Alemania dicha producción presenta importantes variaciones. Durante las horas centrales del día la producción en Alemania aumenta de forma muy significativa. Esto se debe sin duda a la importante cantidad de energía solar instalada de la que dispone Alemania, como se puede ver en la Tabla 2.2. De

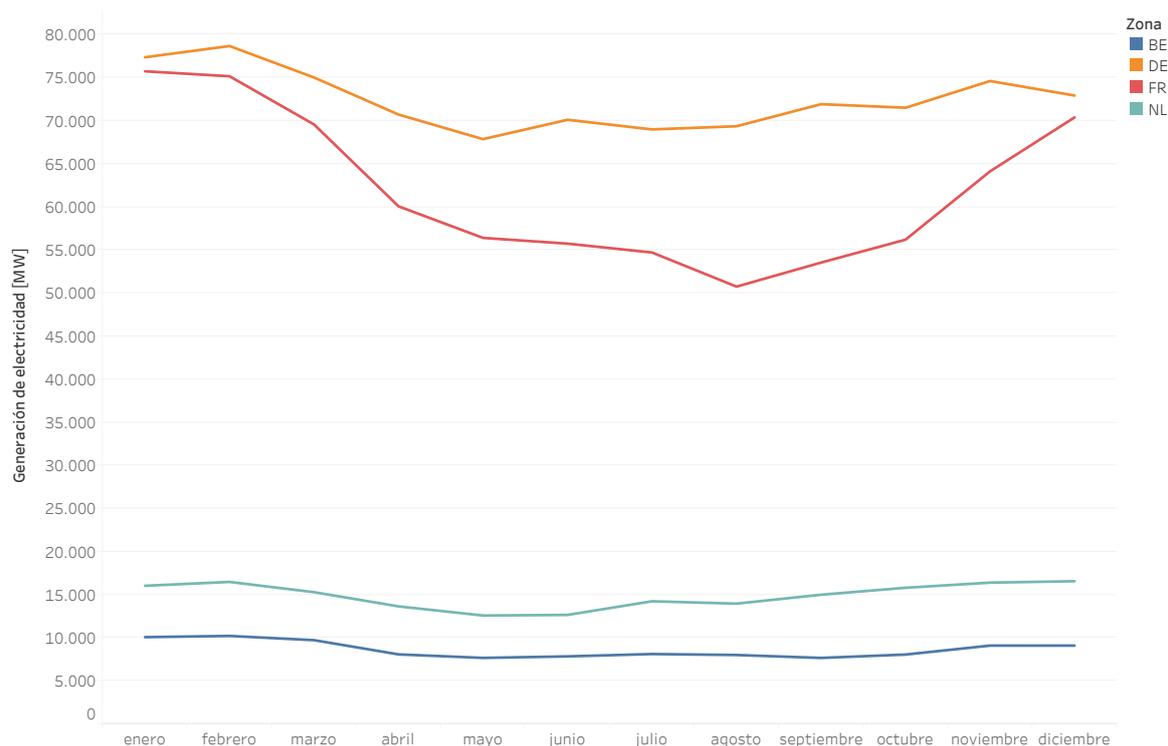


Figura 4.8: Producción de electricidad media anual entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

este modo, durante las horas centrales del día, en las que la irradiación solar es mayor, la producción de electricidad en Alemania aumenta de forma considerable respecto al resto del día.

La evolución de la demanda de electricidad a lo largo del año es similar a la de la producción ya que ambas están íntimamente ligadas, así lo muestra el gráfico de la Figura 4.10 (en comparación con el de la Figura 4.8). Sin embargo, la evolución de la demanda de electricidad a lo largo del año presenta ciertas peculiaridades respecto a la producción. Como se puede observar en la Figura 4.10, la demanda eléctrica en los meses de diciembre y enero es mayor en Francia que en Alemania (cosa que no ocurre con la producción de electricidad). La importante demanda de electricidad en Francia durante esos meses se debe principalmente al hecho de que una gran parte de los alojamientos en Francia están equipados con un sistema de calefacción eléctrico.

La Figura 4.11 muestra la evolución de la demanda de electricidad media en los

4.3. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

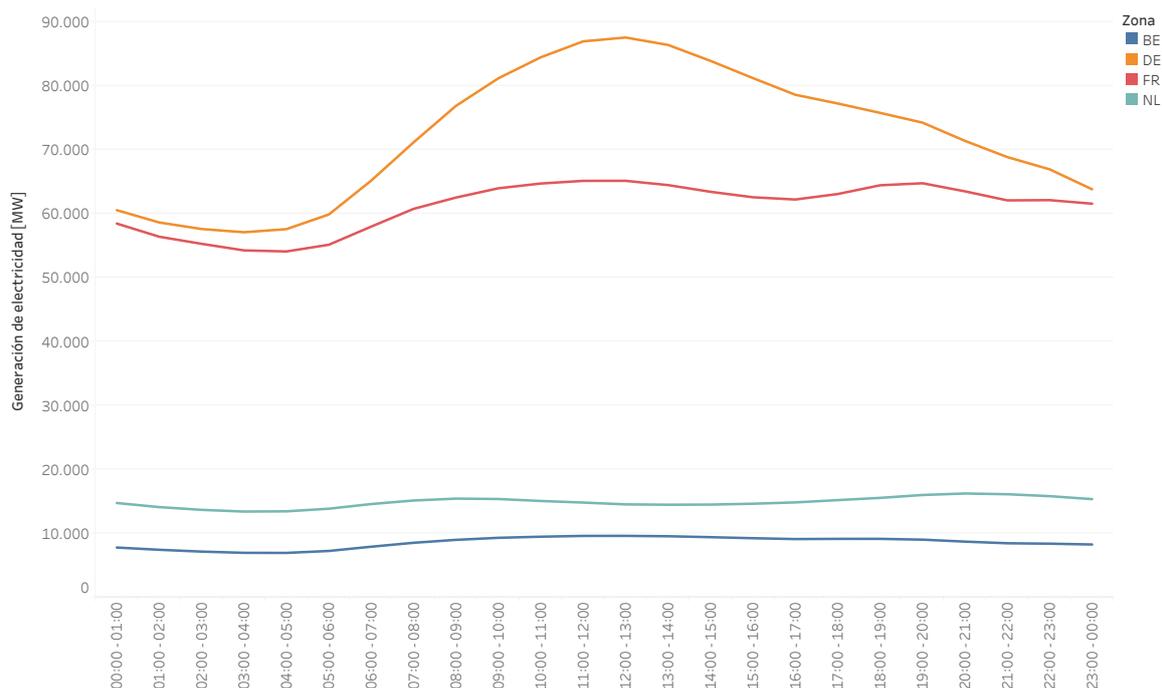


Figura 4.9: Producción de electricidad media diaria entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E)

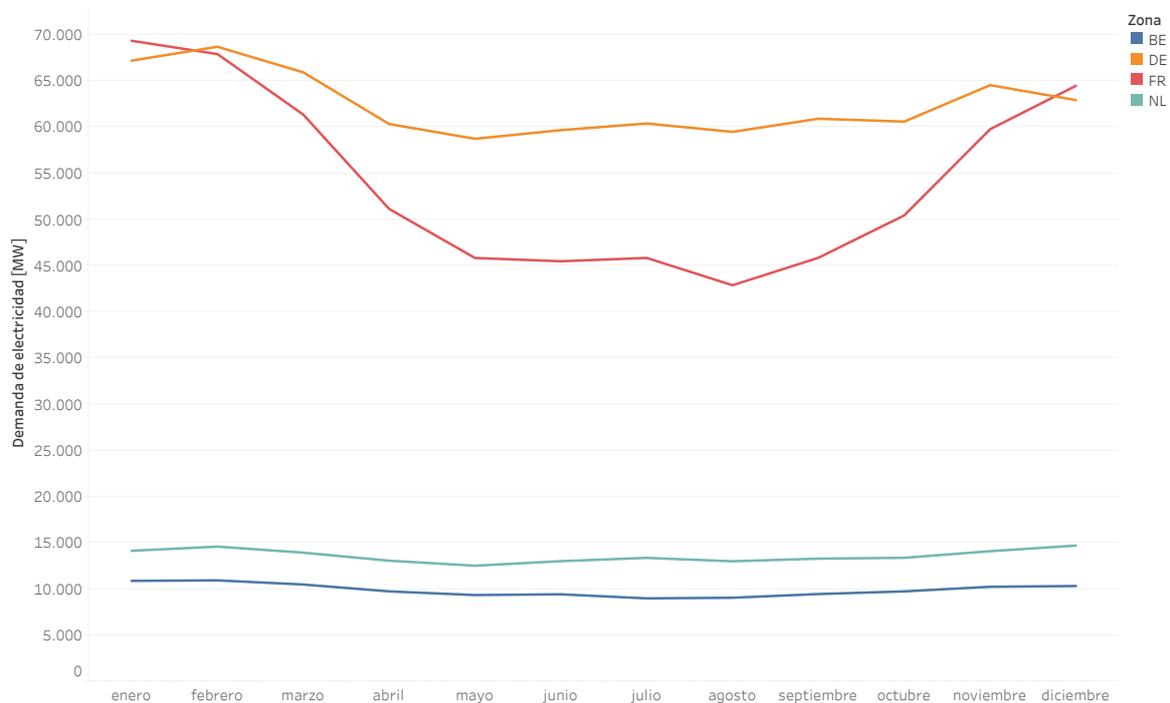


Figura 4.10: Demanda de electricidad media anual entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E)

distintos países que componen la región CWE a lo largo del día. Como en el caso de la evolución anual, la evolución diaria de la demanda es similar a la de la generación (ver

Figura 4.9) y se adapta a los patrones diarios de actividad de la población. Además, se da de nuevo una situación similar a la señalada anteriormente: la demanda de electricidad en Francia es mayor que la de Alemania durante la última y durante las primeras horas del día. Este hecho, que no ocurre tampoco con la producción de electricidad se debe a que una mayoría de los hogares franceses están equipados con calentadores de agua eléctricos que empiezan a funcionar durante las horas de menor demanda (es decir, a partir de las 22 o 23 horas). La evolución de la demanda también permite ver fenómenos interesantes relacionados con la organización de la sociedad. Así por ejemplo, se puede observar un pico de demanda a las 19 horas en Francia. Este es el momento en el que se suele producir el pico de consumo en Francia (especialmente en invierno) y corresponde al momento en el que la mayor parte de las familias ya han llegado a casa y empiezan a cocinar para preparar la cena.

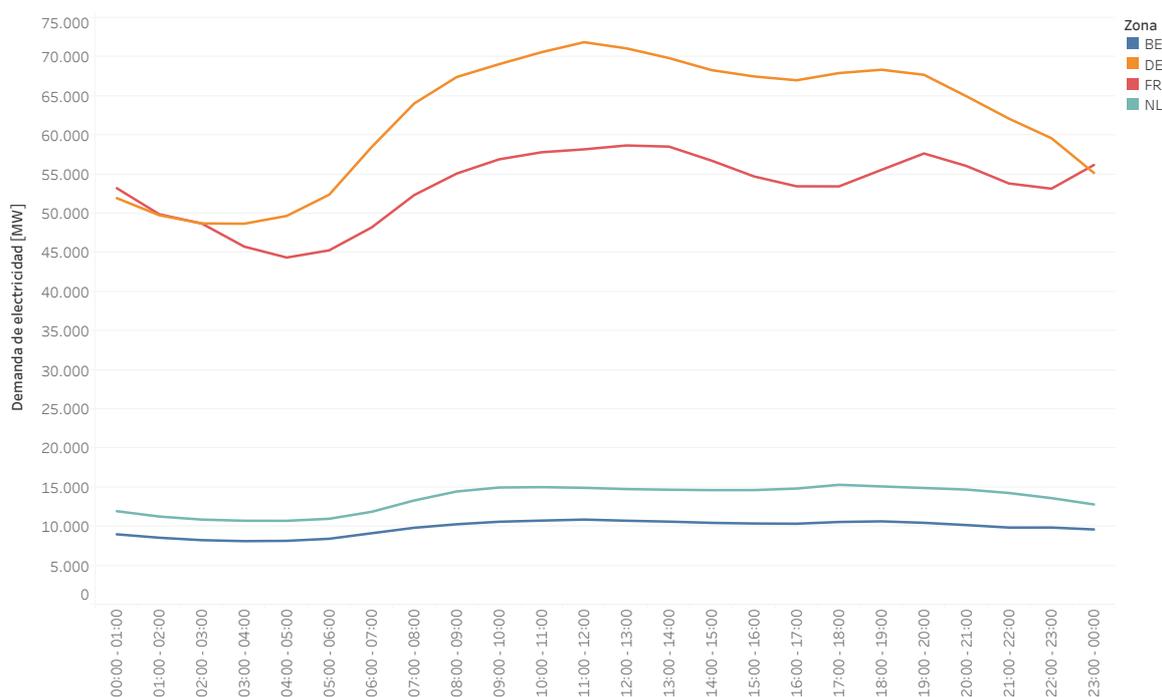


Figura 4.11: Demanda de electricidad media diaria entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Para concluir el análisis descriptivo de la producción y demanda global de electricidad en las distintas zonas de la región CWE, en la Tabla 4.21 se muestra la evolución de las variables calculadas que permiten evidenciar el desequilibrio entre producción y

4.3. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

demanda de electricidad. Se recuerda que el desequilibrio entre producción y demanda de electricidad se calcula como la diferencia entre la producción y la demanda de electricidad: $Generation_balance = Scheduled_generation - Day_ahead_load_forecast$.

Dicha tabla se acompaña además de la Figura 4.12 que ilustra la evolución de dicha variable a lo largo del año en las distintas zonas de la región. Además de estas informaciones, la Tabla D.3 del Anexo D da otros datos estadísticos (como la mediana, el mínimo o el máximo) relativos a las variables de desequilibrio entre producción y demanda de electricidad de cada una de las zonas de la región CWE.

Tabla 4.21: Resumen de los datos relativos al diferencial entre producción y demanda* entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018

Nombre variable	Media	SD**	SD relativa	Unidad
Generation_balance_BE	-1260.61	1236.87	98%	MW
Generation_balance_DE	9981.07	6095.61	61%	MW
Generation_balance_FR	7639.23	4486.4	59%	MW
Generation_balance_NL	1306.16	2345.81	180%	MW

* El diferencial entre producción y demanda se calcula de la siguiente forma:

$$Generation_balance = Scheduled_generation - Day_ahead_load_forecast$$

** Desviación típica

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

La Tabla 4.21 muestra que todas las zonas de la región CWE son exportadores netos de electricidad a excepción de Bélgica. Es también importante recordar que los países de la región CWE no sólo intercambian electricidad entre ellos sino que están interconectados también con otros países europeos a los que pueden exportar o desde los que pueden importar electricidad también (como España, Reino Unido, Dinamarca, Polonia, Suiza, etc.). Como en el caso de la producción y del consumo, el papel de Francia y Alemania en la región es de nuevo predominante. Destaca también la importante desviación típica relativa de este desequilibrio en el caso de los Países Bajos. La Figura 4.12 muestra, además, la importante variación que en el caso de Francia tiene la variable calculada de desequilibrio, siendo este mayor en verano que en invierno. Esto se debe sin duda a la importante demanda que existe en Francia en invierno como ya ha sido señalado anteriormente.

A continuación, el análisis descriptivo de la base de datos se centra principalmente

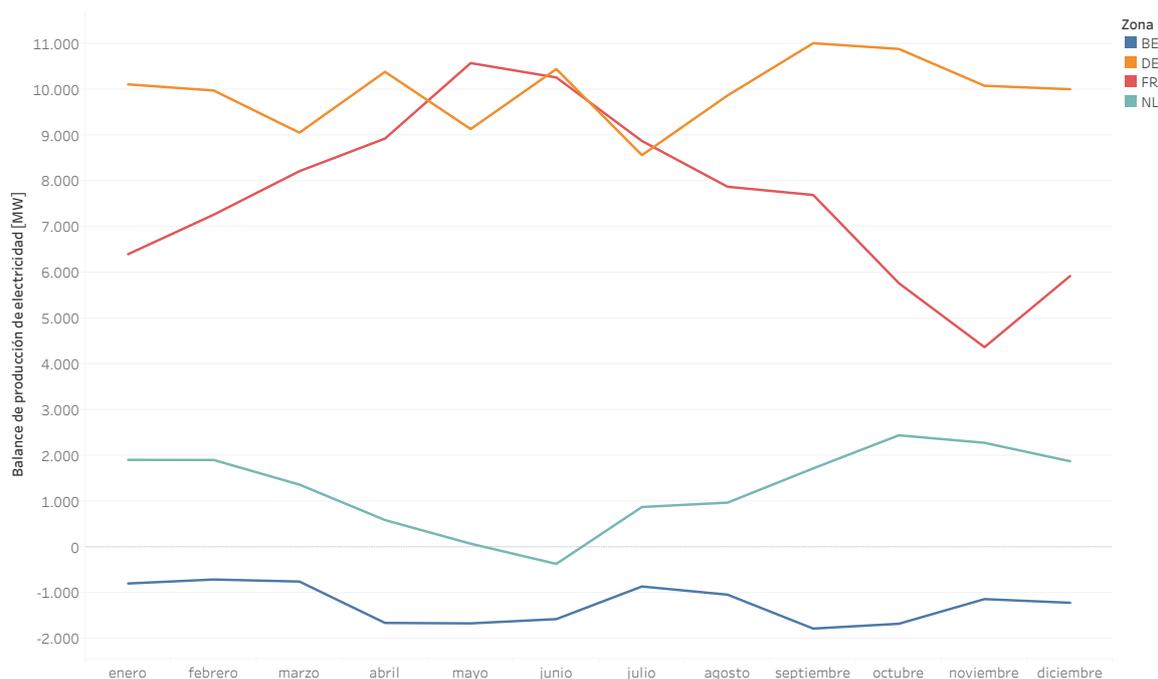


Figura 4.12: Diferencial medio anual entre producción y demanda* entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

* El diferencial entre producción y demanda se calcula de la siguiente forma:

$$Generation_balance = Scheduled_generation - Day_ahead_load_forecast$$

en las fuentes de energía renovable que se han considerado en este estudio y que se presentaron en la Tabla 4.20. Su evolución presenta ciertos aspectos característicos que es importante señalar.

En primer lugar, la Figura 4.13 muestra la evolución de la producción de energía solar a lo largo del año en las distintas zonas de la región CWE. Sin sorpresas, la producción de energía solar es mayor en los meses de verano y como se puede observar en el gráfico, las variaciones anuales pueden ser muy importantes. Además, este gráfico pone en evidencia la importante cantidad de electricidad de origen solar producida en Alemania respecto a los otros países de la región CWE.

Además de la evolución anual, es interesante también entender cómo evoluciona la producción de energía solar a lo largo del día. Debido a la importante variabilidad de este tipo de producción a lo largo del año es importante incluir dicha dimensión en el análisis de la producción diaria. De este modo, la Figura 4.14 presenta la evo-

4.3. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

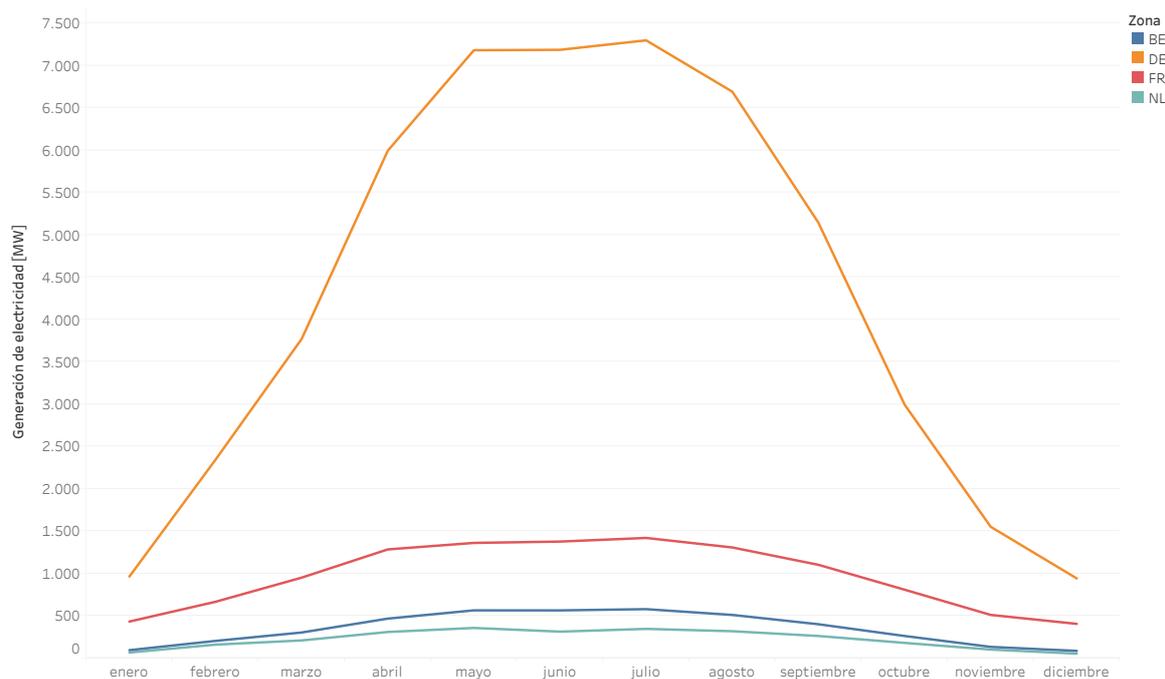


Figura 4.13: Producción de energía solar media anual entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

lución que la producción de energía solar en Alemania a lo largo del día y del año. Con una producción nula durante las horas en las que no hay sol, el gráfico muestra como la producción de energía solar se concentra principalmente durante los meses de primavera-verano y durante las horas centrales del día. Durante esos meses, además de tener una mayor intensidad de producción de electricidad, es también cuando se tiene un mayor número de horas de luz y, por tanto, mayor tiempo de producción. Se puede observar además como la producción de energía solar presenta una simetría casi perfecta respecto a los meses centrales del año así a las horas centrales del día.

La Figura 4.15 permite visualizar la evolución de la producción de energía eólica terrestre media en conjunto de zonas de la región del Centro-Oeste Europeo. Como en el caso de la energía solar, este gráfico muestra el peso importante que tiene este tipo de producción en Alemania respecto a los otros países. También es posible observar que la producción de energía eólica es bastante más importante en invierno que en verano. Esto indica una buena complementariedad con la energía solar que justamente mostraba un comportamiento opuesto y confirma lo que ya ha sido indicado en estudios

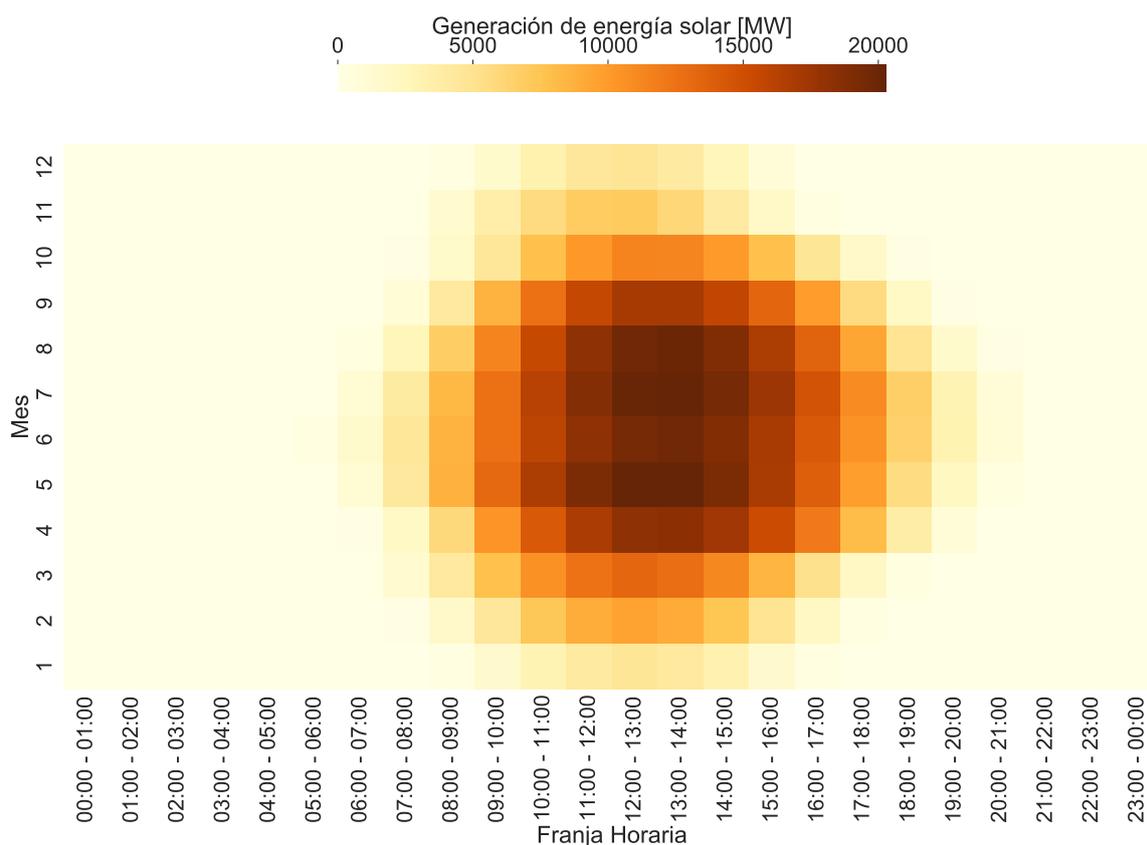


Figura 4.14: Producción de energía solar horaria media por meses en Alemania entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

previos específicos sobre este tema (Heide et al. (2010)). Esta característica se debe probablemente a que el tiempo más estable que se da durante los meses de verano no favorece la aparición de viento necesaria para este tipo de producción de electricidad.

La energía eólica tiene además la ventaja de no depender de las horas en las que hay luz solar. Esto se puede ver en las Figuras 4.16 y 4.17 que muestran la evolución combinada anual y diaria de la producción de energía eólica terrestre y marina respectivamente en Alemania.

Las Figuras 4.16 y 4.17 muestran que la producción de energía eólica es (de media) muy estable a lo largo del día. Esta característica diferencia de forma significativa a la energía eólica de la energía solar. Sin embargo, y como mostraba ya la Figura 4.15, a lo largo del año las variaciones de producción de energía eólica sí son bastante sig-

4.3. ANÁLISIS DESCRIPTIVO

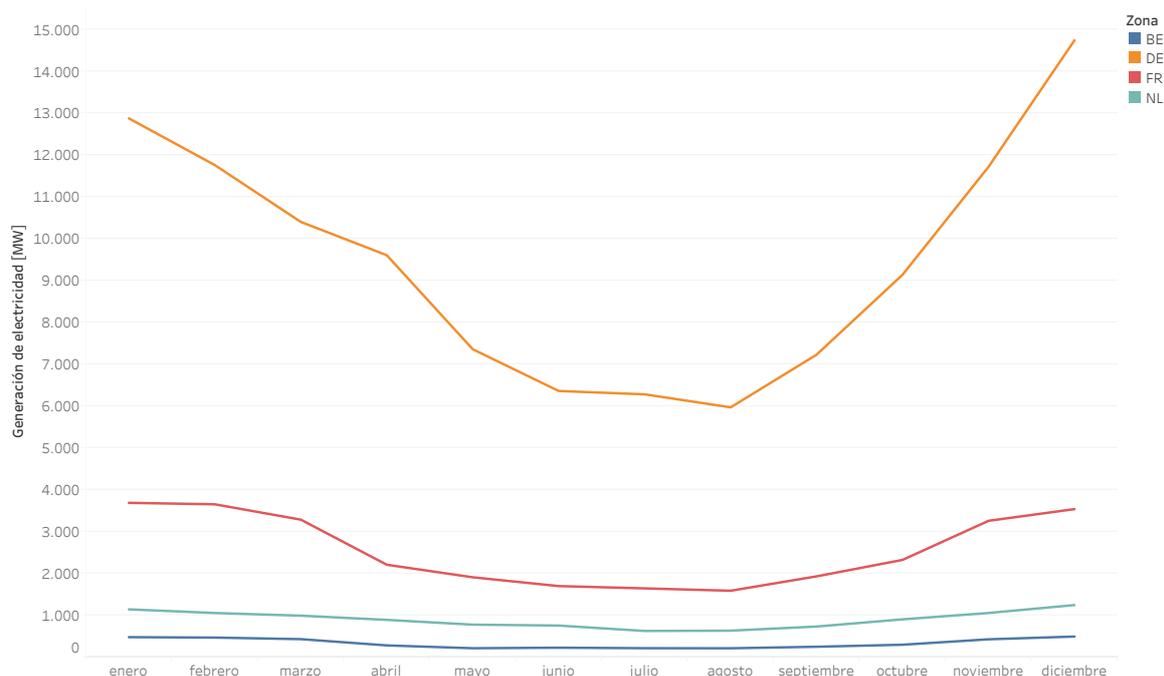


Figura 4.15: Producción de energía eólica terrestre anual entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

nificativas. Estos gráficos permiten además comparar la producción de energía eólica terrestre y marina y, en particular, se puede observar que la energía eólica marina es más estable que la terrestre a lo largo del año. Esto se debe principalmente a que los vientos suelen ser más estables y regulares en el mar que en la tierra (como ya se señaló en la descripción de la Tabla 4.20). Sin embargo, es importante ser prudente con esta afirmación ya que al haberse desarrollado más recientemente que la energía eólica terrestre, es probable que para la energía eólica marina se hayan escogido en primer lugar las zonas en las que las condiciones de producción son las más favorables y pueden, por tanto, existir diferencias que se irán atenuando según se vaya implementando en más sitios este tipo de energía.

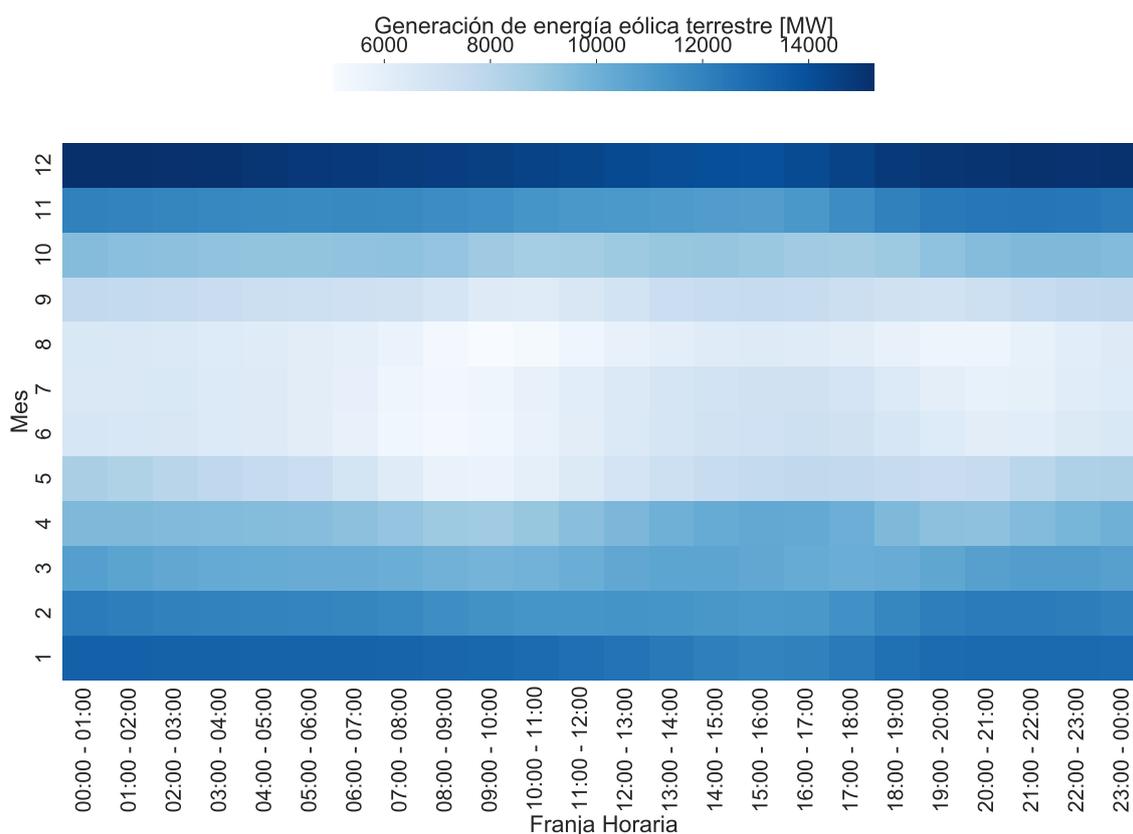


Figura 4.16: Producción de energía eólica terrestre horaria media por meses en Alemania entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

4.4. Análisis de la evolución de la convergencia en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC

En este apartado se describe la forma en la que la base de datos anteriormente creada y descrita (véanse Apartados 4.2 y 4.3) se utiliza para evaluar la evolución de la convergencia de precios en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC. Los resultados de este análisis se presentan en el Capítulo 5.

Estos datos permiten realizar un análisis comparativo cuyo objetivo es tratar de identificar cómo ha evolucionado la convergencia de precios en la región. Se recuerda que uno de los principales objetivos de los cambios introducidos con el mecanismo

4.4. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA EN LA REGIÓN CWE TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

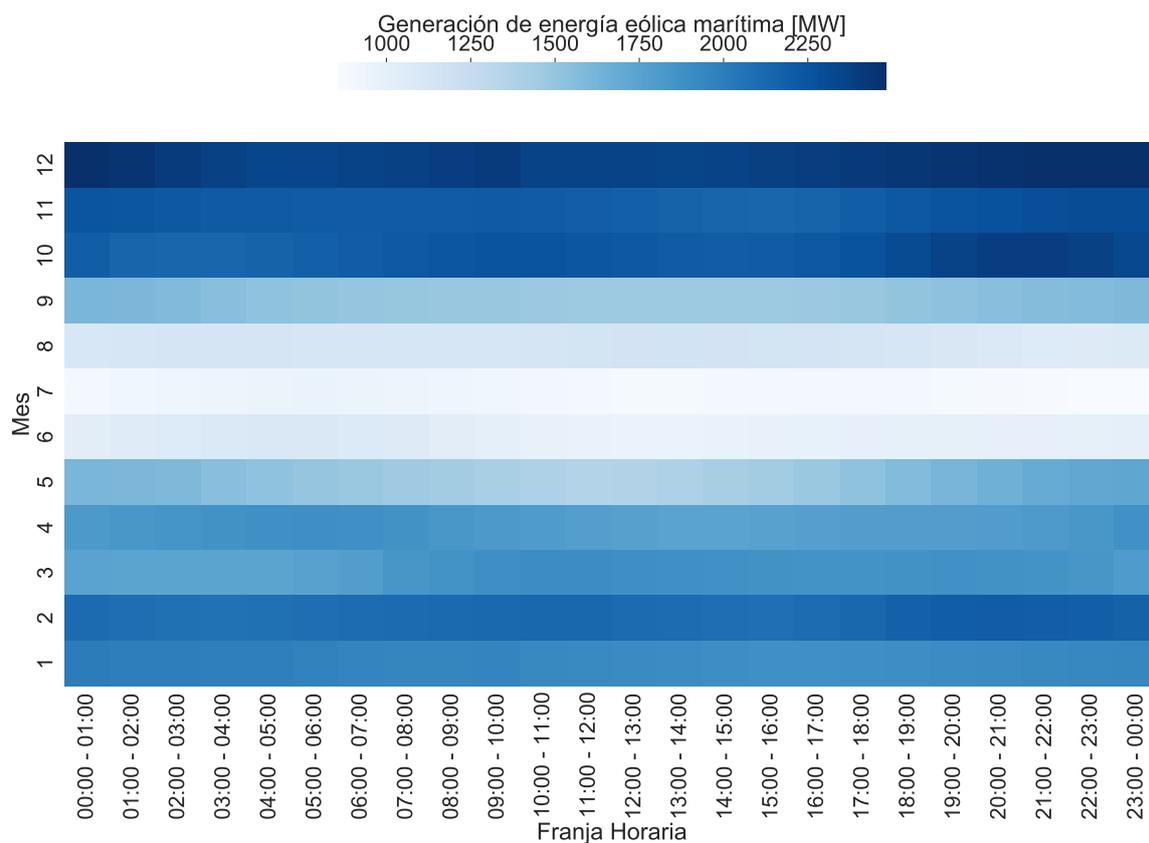


Figura 4.17: Producción de energía eólica marina horaria media por meses en Alemania entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018. (Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

FBMC era aumentar la convergencia, es decir, el número de situaciones en las que se obtiene el mismo precio en toda la zona. De este modo, la variable $Convergence_{CWE}$ será la que se estudie con más atención en este análisis.

Además de esta variable, se considerarán también en este estudio las variables que permiten describir las situaciones intermedias de convergencia ($Convergence_degree$ y $Convergence_class$) así como las variables relativas a las diferencias de precios (véase la Tabla 4.15).

Para que la identificación de los principales cambios introducidos por el mecanismo FBMC sea pertinente, es necesario que el estudio del antes y el después de la implementación se efectúe en situaciones de demanda y de producción eléctrica comparables. En efecto, el mercado eléctrico tiene un comportamiento estacional a distintas escalas

temporales: la demanda y la generación de electricidad siguen patrones que se repiten en el tiempo. Dicha estacionalidad se puede encontrar a nivel diario (según la hora del día), semanal (según el día de la semana) o anual (según el mes o la estación del año), (Li et al. (2019)). Por tanto, la elección más adecuada para realizar esta comparativa es considerar las mismas fechas de un año a otro.

Así, los datos disponibles anteriores a la implementación del mecanismo FBMC son los que determinan el periodo que se puede considerar para llevar a cabo este estudio. Este periodo es el correspondiente al que va del 5 de enero al 20 de mayo de 2015⁷. Los datos correspondientes a esas fechas se comparan al mismo periodo de los años 2016, 2017 y 2018. De este modo, los periodos considerados para este análisis son los siguientes:

- 5 de enero a 20 de mayo de 2015, ambos inclusive (periodo sin mecanismo FBMC),
- 5 de enero a 20 de mayo de 2016, ambos inclusive (periodo con mecanismo FBMC),
- 5 de enero a 20 de mayo de 2017, ambos inclusive (periodo con mecanismo FBMC),
- 5 de enero a 20 de mayo de 2018, ambos inclusive (periodo con mecanismo FBMC).

La evolución de la convergencia se realiza en varias fases. En primer lugar se analiza directamente la variable $Convergence_{CWE}$. Para ello, se realiza un análisis gráfico comparativo según los distintos periodos. Se realizará además un estudio de clúster. Este análisis divide las observaciones en clústeres (o agrupaciones) en los cuales las

⁷Se recuerda que el mecanismo FBMC empezó a aplicarse por primera vez en Europa en la región CWE a partir del 21 de mayo de 2015).

observaciones son más similares entre sí de lo que lo son con respecto a las observaciones de otros clústeres. El algoritmo *k-means* es el algoritmo iterativo que se utiliza para llevar a cabo este análisis (Tableau Software (2022)⁸). Por último, se realiza la prueba U de Mann-Whitney⁹ (prueba no paramétrica) para comparar dos poblaciones independientes y, en este caso, el periodo de 2015 con el de 2016, 2017 y 2018 respectivamente. El objetivo de este test es evaluar la heterogeneidad de dos muestras. De este modo, la hipótesis nula del test es que ambas muestras son equivalentes y la hipótesis alternativa es que la distribución de 2015 es menor que la de 2016, 2017 o 2018 respectivamente (test unilateral en este caso). Pese a que la variable *Convergence_{CWE}* sea una variable categórica, este tipo de prueba tiene sentido ya que es una variable categórica que tiene dos valores posibles y que además tienen sentido desde un punto de vista matemático (es decir, que no se trata de valores arbitrarios). La realización de este análisis se encuentra en el Apartado 5.1.

En segundo lugar, se realiza un estudio de las variables de diferencias de precios. Para ello se lleva a cabo un análisis similar al de la variable *Convergence_{CWE}* pero sin el estudio de clúster. Sin embargo sí se realiza además un estudio de las correlaciones entre las distintas variables de precio y la variable *MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE* descrita en la Tabla 4.15. Este análisis se encuentra en el Apartado 5.2.

Por último, se realiza un estudio de las distintas situaciones intermedias de convergencia, correspondientes a las variables descritas en las Tablas 4.13 y 4.14. En este caso el estudio de la evolución se realiza principalmente por comparación gráfica (y de análisis de clúster para los tipos de convergencia). El desarrollo de dicho estudio se encuentra en el Apartado 5.3.

Para mayor claridad, el conjunto de los análisis indicados anteriormente para las

⁸Esta referencia describe el algoritmo utilizado por el programa informático utilizado para realizar dicho análisis, se puede encontrar más información sobre dicho algoritmo en el artículo original, ver Lloyd (1982).

⁹Para más información sobre esta prueba se puede consultar el artículo original en la que se presenta, ver Mann and Whitney (1947).

distintas variables se resume en la Tabla 4.22.

Tabla 4.22: Análisis de la convergencia en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC

Variable analizada	Gráfico	Clúster	prueba U de Mann-Whitney	Correlaciones
$Convergence_{CWE}$	X	X	X	-
Diferencias de precios	X	-	X	X
Grado de convergencia	X	-	-	-
Tipo de convergencia (por zonas)	X	X	-	-

Fuente: *Elaboración propia*

4.5. Creación y evaluación de modelos explicativos para la convergencia en la región CWE con el mecanismo FBMC

El objetivo de este apartado es presentar la metodología empleada para entender mejor la influencia de las principales variables del mercado eléctrico sobre la convergencia absoluta del nivel de precios en la región del Centro-Oeste Europeo a partir de la implementación del mecanismo FBMC, es decir, a partir del 21 de mayo de 2015. Para identificar los principales factores de convergencia (y también de congestión), se consideran dos modelos explicativos diferentes en los que la variable de interés es $Convergence_{CWE}$: *Random Forest* (Bosque Aleatorio) y *Probit*, presentados en los Apartados 4.5.2 y 4.5.3 respectivamente. La puesta en práctica de esta metodología se encuentra en el Capítulo 6.

4.5.1. Análisis preliminar

El objetivo del análisis preliminar es continuar explorando la base datos generada en este estudio para poder entender mejor cuál es la relación de las distintas variables entre sí y sobre todo con la variable de interés: $Convergence_{CWE}$. Otro de los principales

4.5. CREACIÓN Y EVALUACIÓN DE MODELOS EXPLICATIVOS PARA LA CONVERGENCIA EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

objetivos de esta parte del estudio será entender mejor como evoluciona la convergencia de precios a lo largo del día y de los distintos meses del año.

Este análisis se basará principalmente en el estudio de las correlaciones existentes entre las variables de la base de datos, prestando especial atención a las correlaciones existentes con la variable de convergencia absoluta que se va a tratar de explicar con los dos modelos explicativos de los Apartados 4.5.2 y 4.5.3. Para realizar esta evaluación, se consideran las correlaciones de Pearson y de Spearman a partir del momento de la implementación del mecanismo FBMC (es decir, del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre de 2018 en la base de datos)¹⁰. Además, con el objetivo de facilitar la comprensión de este análisis y debido al gran número de variables que componen la base de datos, las variables se dividirán en subgrupos homogéneos.

La puesta en práctica de este estudio se encuentra en el Apartado 6.1.

4.5.2. Modelo *Random Forest*

El primer modelo considerado para estudiar la convergencia de precios absoluta en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC es un modelo *Random Forest* (RF), constituido por un conjunto de árboles de decisión. Como se ha indicado en el Apartado 3.3, esta es una de las técnicas de aprendizaje automático modernas más utilizadas para poder identificar de forma explícita la relación existente entre la variable explicada y las variables explicativas. El estudio llevado a cabo en esta tesis y presentado en Saez et al. (2019), es, según mi conocimiento (y de acuerdo con lo presentado en el Apartado 3.3 del análisis del estado del arte), el primero que estudia la convergencia en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC y, es también el primero que analiza la convergencia de precios en mercados eléctricos interconectados utilizando este tipo de modelos de aprendizaje. Respecto a los otros trabajos mencionados en el estudio bibliográfico, la utilización de los RFs es en este

¹⁰En algún caso se podrá considerar otro periodo.

caso completamente distinta, ya que el objetivo no es predecir con la mayor precisión posible la variable objetivo (la convergencia en este caso) si no entender e identificar cuáles son los mecanismos que permiten explicar la congestión o la convergencia en la región CWE. En este contexto, los RFs se utilizan para generar reglas explícitas de predicción que permitan justamente identificar dichos mecanismos.

Existen diversos modelos de aprendizaje automático como se ha visto en el Apartado 3.3 del estudio bibliográfico, pero concretamente, la elección de considerar algoritmos basados en árboles de decisión se debe principalmente a que este tipo de enfoques presenta las siguientes ventajas:

- estas técnicas han demostrado su utilidad para realizar minería de datos (Rokach and Maimom (2007); Quintana et al. (2017)),
- comprender los árboles de decisión es bastante fácil e intuitivo, ofreciendo de esta forma un enfoque completo de caja blanca que los expertos de este campo pueden interpretar,
- los árboles de decisión funcionan bien con amplios conjuntos de datos.

Al ser el primer modelo en estimarse desde un punto de vista cronológico, la base de datos utilizada no estaba todavía completa. Por ello, los datos considerados para construir este modelo son aquellos que van desde el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2017, es decir, dos años completos. Además, la base de datos es ligeramente diferente de la anteriormente descrita: no se incluyeron en un primer momento las variables relativas a las energías renovables y si se incluyeron otras variables que, como se verá en la sección de resultados, no aportaban demasiada información (y por ello no se han presentado en detalle). En aras de la precisión, a continuación se mencionan las variables que fueron incluidas en un primer momento pero sin aportar información significativa:

4.5. CREACIÓN Y EVALUACIÓN DE MODELOS EXPLICATIVOS PARA LA CONVERGENCIA EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

- Temperaturas (Temp_BE, Temp_DE, Temp_FR, Temp_NL),
- Balance de Exportación/Importación de electricidad por zonas en la región CWE (Com_balance_BE, Com_balance_DE, Com_balance_FR, Com_balance_NL),
- Día laborable vs. día festivo (Holiday_BE, Holiday_DE, Holiday_FR, Holiday_NL).

La puesta en práctica de esta metodología se encuentra en el Apartado 6.2 y la Figura 4.18 permite visualizar el conjunto de etapas de la misma.

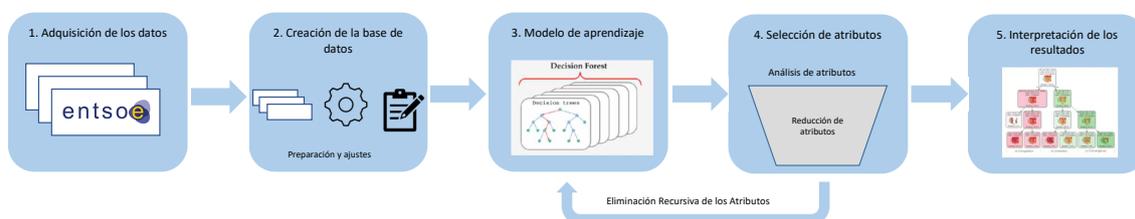


Figura 4.18: Secuencia de etapas para el análisis de la convergencia mediante modelo *Random Forest* (Fuente: *Elaboración propia*)

Modelo de aprendizaje

Para analizar cuáles son los principales factores de congestión (es decir, de no convergencia de los precios) del mercado eléctrico en la región CWE, se parte de un árbol de decisión que puede clasificar la congestión del mercado eléctrico de la forma más certera posible. Para generalizar esta clasificación, en vez de considerar únicamente un árbol de decisión, se puede considerar un conjunto de árboles de decisión y generar así un Bosque Aleatorio de árboles de decisión: *Random Forest*. Los *Random Forests* (RFs) construyen un conjunto de árboles de decisión a partir de subconjuntos aleatorios de atributos (o variables explicativas) y de muestras empaquetadas (*bagged*) de los datos usados para el aprendizaje (datos de entrenamiento), (Breiman (2001)). Los RFs funcionan como un comité de expertos independientes (árboles de decisión) capaces de aprender eficazmente qué atributos son significativos y cuáles son irrelevantes para

predecir el valor de la variable objetivo del modelo (convergencia o congestión en el presente estudio). El modelo combinado suele ser mejor que cualquiera de los árboles de decisión considerado de forma independiente ya que permite generalizar mejor al ser capaz de identificar más patrones en los datos de entrenamiento. Para determinar la relevancia de un atributo con respecto a la previsibilidad de la variable objetivo, se mide cuánto reduce la impureza ponderada de un árbol dicho atributo¹¹. Al estar usando bosques, la disminución de la impureza de un nodo a otro puede promediarse, y así los atributos (o variables explicativas) se pueden clasificar de acuerdo con dicha métrica. La idea principal de este procedimiento es poder clasificar la contribución de los atributos para predecir una mayor fracción de las muestras de entrada.

La interpretabilidad de los árboles de decisión y su eficacia combinada con una Eliminación Recursiva de los Atributos (*Recursive Feature Elimination*, RFE) son las principales motivaciones para utilizar la metodología anteriormente descrita. De acuerdo con algunos autores, los RFs con Eliminación Recursiva de los Atributos superan a las máquinas de vectores de soporte y las estadísticas de Kruskal-Wallis en la tarea de encontrar pequeños subconjuntos de atributos con altos niveles de discriminación (Granitto et al. (2006); Guyon et al. (2002)). Además, se puede consultar (Nguyen et al. (2015)) para una explicación clara de como funcionan los RFs y de como se pueden usar para realizar una selección imparcial de atributos.

Selección de atributos

La prioridad de esta etapa es identificar las variables significativas para identificar reglas de congestión. No se hace ninguna suposición a priori sobre los atributos que afectan a la convergencia. Por tanto, se empieza entrenando los modelos de aprendizaje

¹¹En este estudio, se usa una versión optimizada del algoritmo CART con la clasificación de impureza de Gini incluida en la biblioteca Python *scikit-learn*. La impureza de Gini es una métrica de la frecuencia con la que una muestra de la base datos elegida aleatoriamente se clasifica de forma incorrecta en comparación con una clasificación hecha de acuerdo con la distribución de las clases en el conjunto de datos.

con todos los atributos, y después se van eliminando de forma iterativa aquellos que sean irrelevantes (si los hubiere). Este enfoque se conoce como Eliminación Recursiva de los Atributos (RFE, *Recursive Feature Elimination*, (Guyon et al. (2002))) y ya se ha utilizado anteriormente con RFs (Granitto et al. (2006)). Como ha sido indicado anteriormente, la importancia de los atributos se calcula basándose en su capacidad a reducir la impureza de Gini en un árbol. De este modo, para un conjunto de árboles (o un bosque de árboles) se puede calcular el valor medio de esta reducción de impureza de Gini y determinar así la importancia de dicho atributo.

Esta etapa de selección de los atributos es extremadamente importante para tener el mejor entendimiento posible de como se dan las situaciones de convergencia o congestión. En efecto, cuanto mayor sea la precisión del modelo usando el menor número posible de variables explicativas, más fácil será interpretar los resultados y eso es justamente lo que se busca con este modelo. Es por esa razón también por la que no se consideran transformaciones de la base de datos original, como por ejemplo las transformaciones espectrales de agrupamiento, las transformaciones wavelet, los retrasos o las convoluciones de núcleos.

Diseño experimental

Entre los parámetros a seleccionar en el modelo, hay dos decisiones de diseño importantes que pueden tener un fuerte impacto en los resultados finales: la cantidad de árboles utilizados para el clasificador, también conocidos como estimadores, y el esquema de entrenamiento.

Respecto al número de estimadores, si se quiere reducir el efecto de la aleatoriedad, una solución posible es utilizar un gran número de árboles. El aumento del número de árboles reduce el sesgo debido al efecto de media pero el aumento del tiempo de computación requerido es también muy significativo. Además, el hecho de partir de un cierto número de árboles no garantiza que los resultados mejoren de forma

significativa. Por esa razón, en este estudio se realizan los cálculos con un cierto número de árboles para entender cómo evoluciona la calidad de los resultados en función del número de estimadores considerados. Se consideran los siguientes números de árboles o estimadores: 10, 50, 100, 500 y 1000. Otra característica importante de los RFs es el uso de muestras out-of-bag, es decir, no empaquetadas¹². Con el uso de muestras out-of-bag durante el entrenamiento, a diferencia de muchos otros estimadores, los RFs se pueden ajustar en un solo paso con una validación cruzada que se realiza sobre la marcha y mientras que se recopila la importancia de los distintos atributos, (Hastie et al. (2009)). Además, debido a que se sabe que las clases en nuestros datos originales están desequilibradas (convergencia de 34 % - congestión de 66 %), se equilibra el conjunto de datos antes del entrenamiento.

Respecto al esquema de entrenamiento o aprendizaje, es importante tener en cuenta que los datos considerados en este estudio son series temporales. Por esa razón, los datos no son independientes unos de otros sino que siguen una cierta estructura estacional que debe ser respetada. Así, los conjuntos de datos para el entrenamiento y la validación no pueden elegirse de forma aleatoria (como sería en el caso en el caso de usar datos que no son temporales), sino que deben corresponder a momentos temporales correlativos. Con esto en mente, y para poder realizar un análisis lo más objetivo y completo posible usando clasificadores basados en RFs, se consideran dos esquemas en este estudio: ventanas de tiempo deslizantes y ventanas de tiempo agregadas:

- **Ventana de tiempo deslizante:** este esquema es el más común cuando se trabaja con series temporales. Utiliza ventanas horarias predefinidas fijas para el entrenamiento (w_{train_1}) y evaluación (w_{test}). Una vez que el modelo ha sido entrenado y evaluado, ambas ventanas se desplazan w_{test} horas y el modelo se entrena y prueba nuevamente. Los resultados se recopilan cuando se ejecutan todos estos modelos y se estudian más a fondo en el análisis iterativo. El tamaño

¹²Cada árbol se entrena con una muestra de observaciones de entrenamiento z_i y se valida usando predicciones de los árboles que no contienen z_i , es decir, están fuera del paquete.

4.5. CREACIÓN Y EVALUACIÓN DE MODELOS EXPLICATIVOS PARA LA CONVERGENCIA EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

de la ventana de prueba (w_{test}) siempre se fija en 24 horas, el horizonte de predicción habitual en este contexto. Sin embargo, se han probado y comparado resultados con diferentes tamaños de entrenamiento ($w_{train_1} = 1, 2, 3, 4, 6$ y 12 meses¹³). Dada la estacionalidad de los datos, las fechas se han establecido de manera que la primera evaluación se realice a partir del 1 de enero de 2017 y luego siga cambiando de forma sucesiva hasta finales de 2017. Esta configuración produce un año completo para el análisis.

- Ventana de tiempo agregada:** este esquema comienza a entrenar el modelo con un año completo (2016), y una vez que se realiza la evaluación de 24 horas, se agrega al conjunto de entrenamiento del siguiente modelo. En este esquema, el tamaño de la ventana de entrenamiento inicial es de $w_{train_2} = 12$ meses, y se incrementa 24 horas en cada etapa hasta llegar al último día de 2017.

La Figura 4.19 permite entender mejor cómo funcionan estos dos esquemas de aprendizaje.

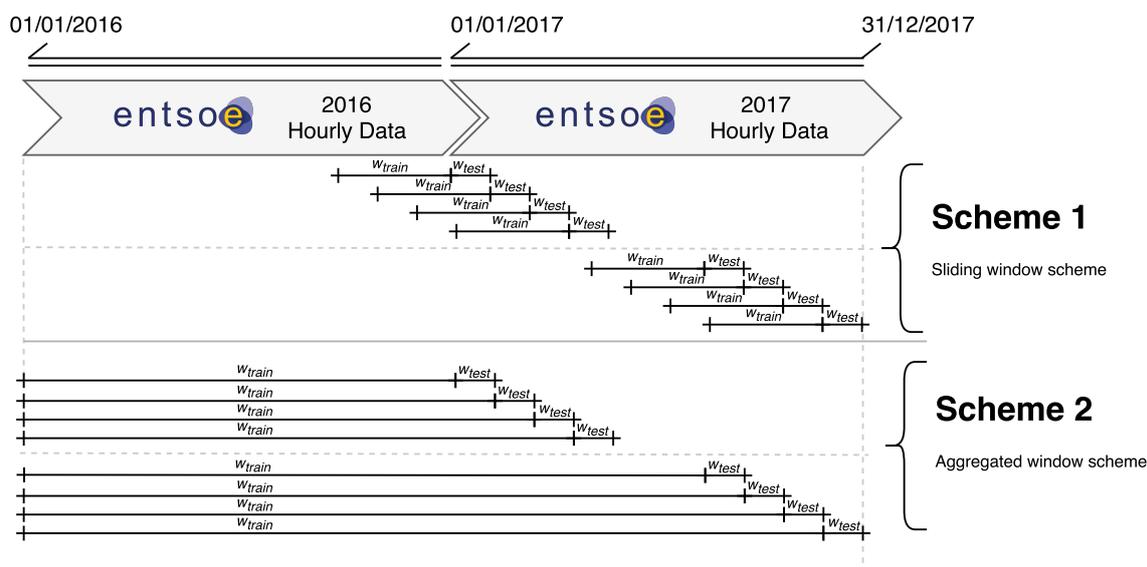


Figura 4.19: Esquemas de aprendizaje utilizados para el entrenamiento y evaluación de los modelos RFs, el propósito de esta ilustración es puramente ilustrativo y no se respetan por tanto las escalas (Fuente: *Elaboración propia, Saez et al. (2019)*)

¹³Esta cantidad de meses corresponde exactamente a 720, 1440, 2160, 2880, 4320 y 8760 horas, respectivamente.

Análisis de los resultados del modelo *Random Forest*

Una vez que los modelos RFs han sido entrenados, evaluados y que se han eliminado los atributos irrelevantes, se analizan los resultados. Para la interpretación de los resultados, se han seguido los siguientes pasos:

1. Significado de los atributos relevantes: se analizan los atributos que no han sido eliminados así como las diferencias que se obtienen respecto a un estudio estadístico de correlaciones (como el descrito en el Apartado 4.5.1)
2. Análisis de modelos: debido a que los RFs son conjuntos de árboles y se genera un modelo por día durante 2017, es necesario determinar los patrones más comunes desde una perspectiva estadística. Para ello, primero se analizan las reglas más relevantes y frecuentes que proponen los árboles de decisión analizando sus posiciones dentro de los árboles (nodos de decisión) y el número de muestras de entrada que discriminan. Finalmente, se realiza un análisis manual caso por caso de los árboles de decisión durante una semana por temporada. Como resumen ilustrativo de este proceso, se incluye información detallada sobre dos árboles de decisión para dos días específicos y característicos.

4.5.3. Modelo *Probit*

El segundo modelo que se considera para estudiar la convergencia en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC es un modelo *Probit*. Los modelos *Probit* se usan cuando la variable dependiente es binaria, como ocurre en este caso con $Convergence_{CWE}$, y permiten estimar e identificar explícitamente el impacto que las variables explicativas tienen respecto a la variable dependiente. Este tipo de modelos ha sido usado recientemente en el contexto del estudio de la convergencia de precios en el mercado eléctrico (Keppler et al. (2016); Gugler and Haxhimusa (2019)) dando

4.5. CREACIÓN Y EVALUACIÓN DE MODELOS EXPLICATIVOS PARA LA CONVERGENCIA EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

resultados muy satisfactorios. Asimismo, un trabajo previo (Corona (2018)) ha demostrado que en el caso de la región CWE, el modelo *Probit* da muy buenos resultados, comparables a los de otros modelos de estimación de variables binarias como los modelos *Logit* y mejores que los de modelos lineales de probabilidad (ver más detalles sobre todos estos modelos en Matilla García et al. (2017) o Vicente Vírseda et al. (2019)). Además, la utilización de un modelo diferente al de los *Random Forests* descritos en el Apartado 4.5.2 es una forma de reducir el riesgo de sesgo introducido por la selección del modelo y enriquecer y dar mayor robustez a los análisis realizados en el marco de esta tesis.

El estudio realizado en esta tesis relativo a la estimación de dicho modelo *Probit*, presentado en Corona et al. (2022), es, según mi conocimiento (y de acuerdo con lo presentado en el Apartado 3.1 del análisis del estado del arte), el primero que considera datos relativos a las energías renovables y además tan recientes (hasta finales 2018) para estudiar la convergencia en la región CWE tras la implementación del FBMC.

En el modelo *Probit* si se considera el conjunto de la base de datos descrita en el Apartado 4.2, pero únicamente las variables directamente extraídas de la plataforma de transparencia ENTSO-E (no se incluyen las variables calculadas). De este modo, se consideran todos los datos tras la implementación del mecanismo FBMC, es decir, desde el 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre de 2018.

La puesta en práctica de esta metodología se encuentra en el Apartado 6.3 y la Figura 4.20 ilustra el conjunto de etapas que componen esta metodología.

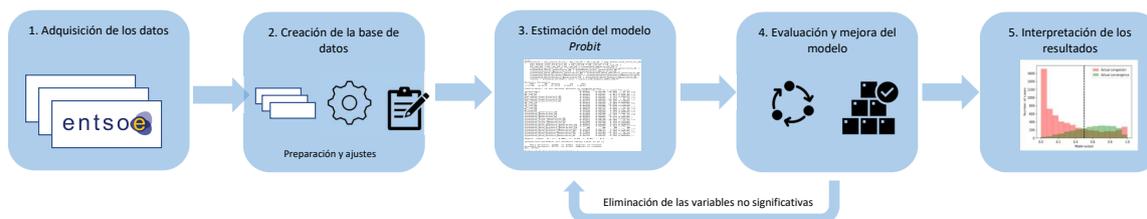


Figura 4.20: Secuencia de etapas para el análisis de la convergencia mediante modelo *Probit* (Fuente: *Elaboración propia*)

Modelo a estimar

El modelo *Probit* inicialmente estimado es el que se define en la Ecuación 4.1¹⁴, en la que el sub-índice h indica que el dato correspondiente se refiere a una hora dada. En la estimación final del modelo, únicamente se conservarán aquellos coeficientes que sean estadísticamente significativos. La estimación de los coeficientes del modelo se realiza considerando únicamente los datos de los años 2016 y 2017. La razón por la que no se incluyen los datos de 2015 tras la implementación del FBMC (es decir, a partir del 21 de mayo) son principalmente dos. En primer lugar, es mejor considerar años completos para la estimación del modelo debido al comportamiento estacional (a escala anual) del mercado eléctrico, por tanto incluir sólo algunos meses del año 2015 podría incluir un sesgo en la estimación del modelo. En segundo lugar, algunos de los datos del año 2015 se han incluido muy recientemente en la plataforma de transparencia de ENTSO-E. Este hecho contra-intuitivo hace que surjan dudas sobre la calidad de esos datos y, por tanto, se decide utilizarlos únicamente para evaluar el modelo y no para estimarlo. Los datos de los meses de 2015 con FBMC y de todos los meses del año 2018 se utilizan después para evaluar la robustez predictiva del modelo.

¹⁴En la ecuación del modelo se incluye la variable *Scheduled_Wind_Offshore_generation_FR_h*, pero en la práctica no se considera ya que Francia no produce este tipo de electricidad, no obstante se deja dicha variable en la ecuación del modelo de cara a trabajos futuros.

4.5. CREACIÓN Y EVALUACIÓN DE MODELOS EXPLICATIVOS PARA LA CONVERGENCIA EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

$$\begin{aligned}
P(\text{Convergence}_{CWE,h} = 1) = & \\
& \alpha_0 \\
& + \beta_1 BE_to_FR_h + \beta_2 BE_to_NL_h + \beta_3 DE_to_FR_h + \beta_4 DE_to_NL_h \\
& + \beta_5 FR_to_BE_h + \beta_6 FR_to_DE_h + \beta_7 NL_to_BE_h + \beta_8 NL_to_DE_h \\
& + \gamma_1 Day_ahead_load_forecast_BE_h + \gamma_2 Day_ahead_load_forecast_DE_h \\
& + \gamma_3 Day_ahead_load_forecast_FR_h + \gamma_4 Day_ahead_load_forecast_NL_h \\
& + \delta_1 Scheduled_generation_BE_h + \delta_2 Scheduled_generation_DE_h \\
& + \delta_3 Scheduled_generation_FR_h + \delta_4 Scheduled_generation_NL_h \\
& + \eta_1 Scheduled_Solar_generation_BE_h + \eta_2 Scheduled_Solar_generation_DE_h \\
& + \eta_3 Scheduled_Solar_generation_FR_h + \eta_4 Scheduled_Solar_generation_NL_h \\
& + \lambda_1 Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE_h \\
& + \lambda_2 Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE_h \\
& + \lambda_3 Scheduled_Wind_Offshore_generation_FR_h \\
& + \lambda_4 Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL_h \\
& + \mu_1 Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE_h \\
& + \mu_2 Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE_h \\
& + \mu_3 Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR_h \\
& + \mu_4 Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL_h \tag{4.1}
\end{aligned}$$

Cómo ya ha sido indicado anteriormente, el objetivo de este modelo de estimación no es estimar de la forma más precisa posible la convergencia sino que el objetivo es identificar explícitamente cuáles son los principales factores de congestión. Por ello, no se incluye en el modelo descrito por la Ecuación 4.1 ningún tipo de retraso. Además, para facilitar la comparación de los coeficientes obtenidos para cada variable, la esti-

mación del modelo *Probit* se realiza con datos normalizados¹⁵. De este modo, no es necesario tener en cuenta los órdenes de magnitud de todas y cada una de las variables explicativas para interpretar los valores de los coeficientes del modelo sino que basta con las variaciones relativas.

Además de la estimación clásica del modelo *Probit* anteriormente descrita, se realiza una estimación del modelo paso a paso usando el criterio de información Bayesiano (BIC, *Bayesian Information Criterion*). La selección de modelo paso a paso que se considera en este caso es la de tipo *forward/backward*, es decir, que se selecciona primero la variable que aporta más información (o sea, la que minimiza el valor de BIC) y luego se van añadiendo de la misma forma el resto de variables, pero antes de añadir una nueva variable se comprueba si quitar alguna de las variables seleccionadas anteriormente permite mejorar la estimación del modelo (de nuevo según el criterio BIC). De esta forma, el orden en el que las variables explicativas aparecen tras la selección del modelo paso a paso permite identificar aquellas que en principio tienen un mayor poder explicativo en el modelo, de acuerdo con este criterio de información.

Análisis de los resultados del modelo *Probit*

Con el modelo *Probit* correctamente estimado, tanto directamente como mediante la selección de modelo paso a paso, será posible identificar los principales factores de la convergencia de precios en la región CWE (o de la congestión). Para determinar si el modelo *Probit* predice convergencia o congestión, se selecciona el valor de un umbral para determinar el resultado. Si la predicción del modelo es superior a ese umbral se considera que el modelo predice convergencia y congestión si es inferior. Por defecto, el valor de ese umbral es 0.5 (se recuerda que las predicciones de un modelo *Probit* siempre están entre 0 y 1) pero se hará un análisis de sensibilidad alrededor de ese valor para determinar su impacto en los resultados del modelo.

¹⁵Para una variable dada, los datos se transforman para obtener una media de 0 y una desviación típica de 1.

De esta forma, el modelo *Probit* indicará explícitamente la influencia que las distintas variables de la base de datos tienen sobre la convergencia. La interpretación de los resultados del modelo se realizara de la siguiente manera:

1. Identificación de los principales parámetros que afectan a la convergencia.
2. Comprensión de la forma en la que estos parámetros afectan a la convergencia.

4.5.4. Evaluación cuantitativa de los dos modelos estimados

Además de analizar los resultados de los modelos respecto a su poder explicativo para determinar cuáles son los principales factores de convergencia (tal y como se ha indicado en los apartados correspondientes a los modelos *Random Forest* y *Probit*), es también importante poder evaluar y analizar los modelos para determinar cuáles proporcionan los resultados más fiables y de mejor calidad. Esta evaluación de los modelos es justamente el objeto principal de este apartado.

Respecto al primer punto en el que se identifican los principales parámetros que afectan a la convergencia, además de lo indicado en los apartados anteriores(4.5.2 y 4.5.3), en el Apartado 6.4 se puede encontrar una síntesis de las principales informaciones que se pueden extraer de los distintos modelos elaborados para entender mejor cuáles son los principales factores de congestión en la región CWE (se tendrán también en cuenta los resultados del análisis preliminar descrito en el Apartado 4.5.1).

Para el segundo punto que tiene como objetivo evaluar cuáles son los modelos que ofrecen los mejores resultados, se puede calcular en cada caso una serie de indicadores que van a permitir clasificar y evaluar los modelos.

En primer lugar se puede calcular la matriz de confusión, ver Ecuación 4.2.

$$CM = \sum_{d=1}^{365/366} \sum_{h=1}^{24} \begin{pmatrix} TN_{dh} & FP_{dh} \\ FN_{dh} & TP_{dh} \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

donde TN son verdaderos negativos (*true negative*), correspondientes a las situaciones correctamente clasificadas como de congestión; FN son falsos negativos (*false negative*), que corresponden a predicciones incorrectas de congestión; FP son falsos positivos (*false positive*), que son situaciones de convergencia mal clasificadas; y TP son verdaderos positivos (*true positive*), que son las predicciones correctas de convergencia. Estos valores se recopilan durante las 24 horas (h) de los 365 o 366 días (d) utilizados para la evaluación del modelo.

Con esta matriz de confusión (CM), es posible calcular los valores promedio de los siguientes indicadores:

- Precisión: el porcentaje de muestras que se clasifican correctamente:

$$Precisión = \frac{(TN + TP) * 100}{TN + FN + TP + FP} \quad (4.3)$$

- F1 Score: el promedio armónico de la precisión y la exhaustividad. La precisión es el número de predicciones de convergencia correctas (TP) dividido por el número de todas las predicciones de convergencia ($TP + FP$) devueltas por el modelo. La exhaustividad, es el número de predicciones de convergencia correctas (TP) dividido por el número de todas las muestras que deberían haberse identificado como positivas ($TP + FN$). La puntuación F1 se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$F1_Score = 2 * \frac{Precisión * Exhaustividad}{Precisión + Exhaustividad} = \frac{2 * TP}{(2 * TP) + FP + FN} \quad (4.4)$$

- Coeficiente kappa de Cohen: este valor es una medida estadística que compara una precisión observada con una precisión esperada (clasificación aleatoria):

$$kappa = \frac{Precisión - Precisión_esperada}{1 - Precisión_esperada} \quad (4.5)$$

donde *Precisión_esperada* se define como la precisión que lograría un clasificador aleatorio en base a la matriz de confusión (*CM*). El coeficiente kappa de Cohen elimina el sesgo de las muestras desequilibradas y es útil no sólo para evaluar un solo clasificador sino también para comparar clasificadores entre sí. No existe una interpretación estándar de esta medida estadística, pero para tener una idea aproximada, algunos autores consideran que kappas > 0.75 son excelentes, $0.40 - 0.75$ son razonablemente buenos y < 0.40 son insuficientes (Fleiss et al. (1969)).

Por otro lado, para evaluar el modelo *Probit*, como se recomienda en la literatura (Vicente Vírveda et al. (2019); Matilla García et al. (2017)), se puede considerar un *pseudo-R²* por ser más adecuado que el clásico coeficiente determinación *R²* para modelos estimados por métodos de verosimilitud y con variable dependiente binaria. Se propone considerar el *pseudo - R²* de McFadden para evaluar la bondad de ajuste del modelo, la Ecuación (4.6) presenta su expresión (introducida originalmente en McFadden (1977)).

$$R_{McFadden}^2 = 1 - \frac{\log(L_{modelo})}{\log(L_{nulo})} \quad (4.6)$$

donde L_{modelo} es la función de verosimilitud del modelo ajustado, L_{nulo} la función de verosimilitud del modelo ajustado sin predictores y *log* significa logaritmo.

Finalmente y para facilitar la comprensión de las distintas evaluaciones que se hacen según el modelo considerado, la Tabla 4.23 permite identificar los indicadores que se consideran para cada modelo.

Tabla 4.23: Indicadores para evaluar los modelos de estimación de la convergencia en la región CWE

Indicador	<i>Random Forest</i>	<i>Probit</i>
Matriz de Confusión	X	X
Precisión	X	X
F1 score	X	X
Coficiente kappa de Cohen	X	X
<i>pseudo</i> – R^2 de McFadden	-	X

Fuente: Elaboración propia

Capítulo 5

Evolución de la convergencia del mercado eléctrico en la región CWE

En este capítulo se presenta el estudio de la evolución de la convergencia de precios tras la implementación del mecanismo de acoplamiento de mercados FBMC en la región CWE. Además de determinar si ha habido una mejora de la convergencia con ese nuevo mecanismo, el objetivo de este capítulo es entender cómo ha evolucionado dicha convergencia. Para realizar este análisis, se sigue la metodología presentada en el Apartado 4.4, comparando las datos de 2015 (antes de la implementación del mecanismo FBMC) con los datos correspondientes al mismo periodo de los años 2016, 2017 y 2018.

A continuación se recuerdan cuáles son los periodos de estudio, entendiéndose que en este capítulo los años 2015, 2016, 2017 y 2018 se refieren únicamente a esos periodos para ser consistentes con la estacionalidad de los datos:

- 5 de enero a 20 de mayo de 2015, ambos inclusive (periodo sin mecanismo FBMC),
- 5 de enero a 20 de mayo de 2016, ambos inclusive (periodo con mecanismo FBMC),
- 5 de enero a 20 de mayo de 2017, ambos inclusive (periodo con mecanismo FBMC),
- 5 de enero a 20 de mayo de 2018, ambos inclusive (periodo con mecanismo FBMC).

La Figura 5.1 permite visualizar las principales etapas que constituyen este análisis.

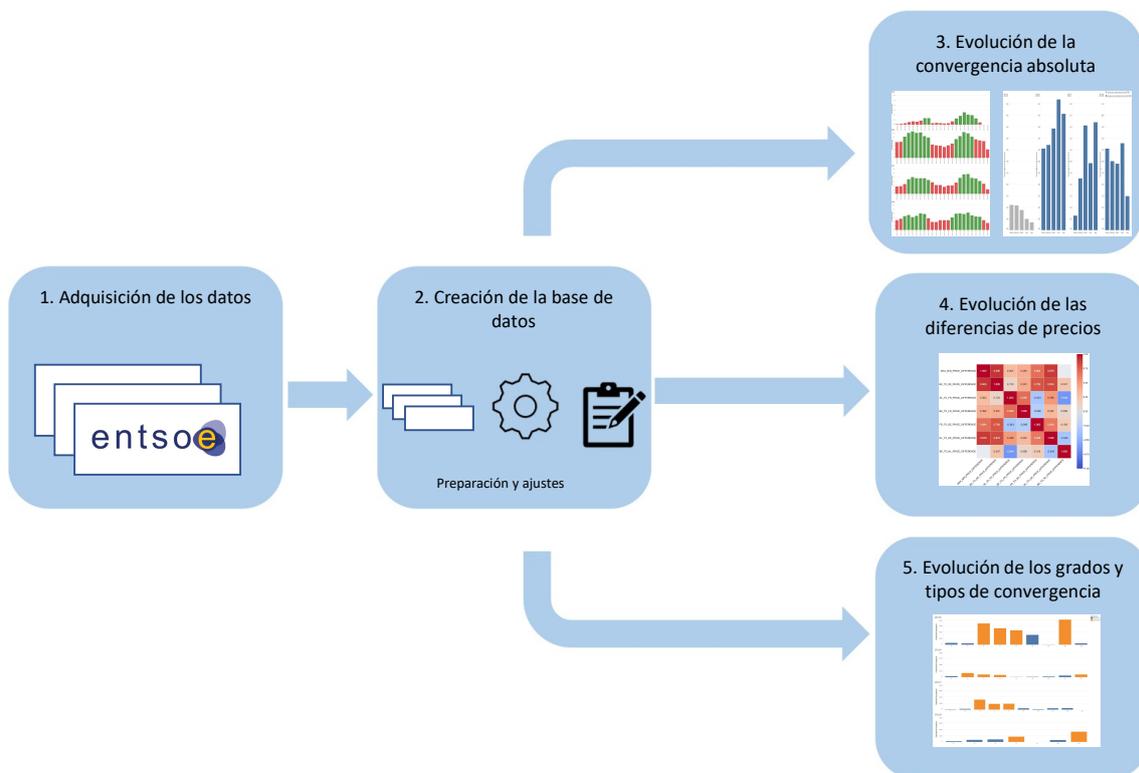


Figura 5.1: Secuencia de las etapas realizadas para el estudio de la evolución de la convergencia (*Fuente: Elaboración propia*)

Contenido

5.1	Evolución de la convergencia absoluta tras la implementación del mecanismo FBMC	156
5.2	Análisis de las distribuciones de diferencias de precios en el mercado eléctrico de la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC	166
5.3	Evolución de las situaciones intermedias de convergencia tras la implementación del mecanismo FBMC	173
5.3.1	Grados de convergencia	173
5.3.2	Tipos de convergencia por zonas	176
5.4	Síntesis y límites de la metodología	182

5.1. Evolución de la convergencia absoluta tras la implementación del mecanismo FBMC

En primer lugar, es importante evaluar de qué manera ha evolucionado la convergencia de precios absoluta en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC. Para ello se utiliza la base de datos descrita en el Capítulo 4. Sin embargo, antes de estudiar más en detalle la evolución de dicha convergencia, resulta interesante visualizar la evolución de los precios en las distintas zonas que componen la región CWE¹ antes y después de la implementación del mecanismo. En efecto, estas son las variables que permiten calcular el valor de la convergencia absoluta $Convergence_{CWE}$, siendo su valor 1 cuando los cuatro precios son iguales y 0 cuando no (ver el apartado 4.2.2 para una descripción más detallada).

La Figura 5.2 muestra la evolución de los precios en cada una de las zonas de la región CWE durante los cuatro periodos de estudio. Estos gráficos (que tienen la misma escala) permiten tener una primera visión global de la situación respecto al comportamiento que tiene el precio de la electricidad en cada una de las zonas, tanto de forma individual como colectiva. Así, se puede observar que, de forma prácticamente sistemática, el precio más bajo se da en Alemania (en naranja en los gráficos) mientras que en Bélgica (en azul) es donde suelen ser más elevados. Además, también se puede observar claramente cómo a partir de 2016 la amplitud de la diferencia de precios empieza a ser menos importante que en el caso de 2015. Aunque a principios del año 2017 la amplitud de la diferencia de precios sea bastante importante, el resto de los meses sí presentan una menor dispersión de los precios. El año 2018 presenta una evolución similar en todos los precios de la región CWE, pero el año 2016 es, sin duda, el que muestra una mayor similitud de precios (lo que implicaría una mayor convergencia de precios).

¹Se recuerda que *BE* corresponde a Bélgica, *DE* a Alemania, Austria y Luxemburgo, *FR* a Francia y *NL* a Países Bajos.

5.1. EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA ABSOLUTA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

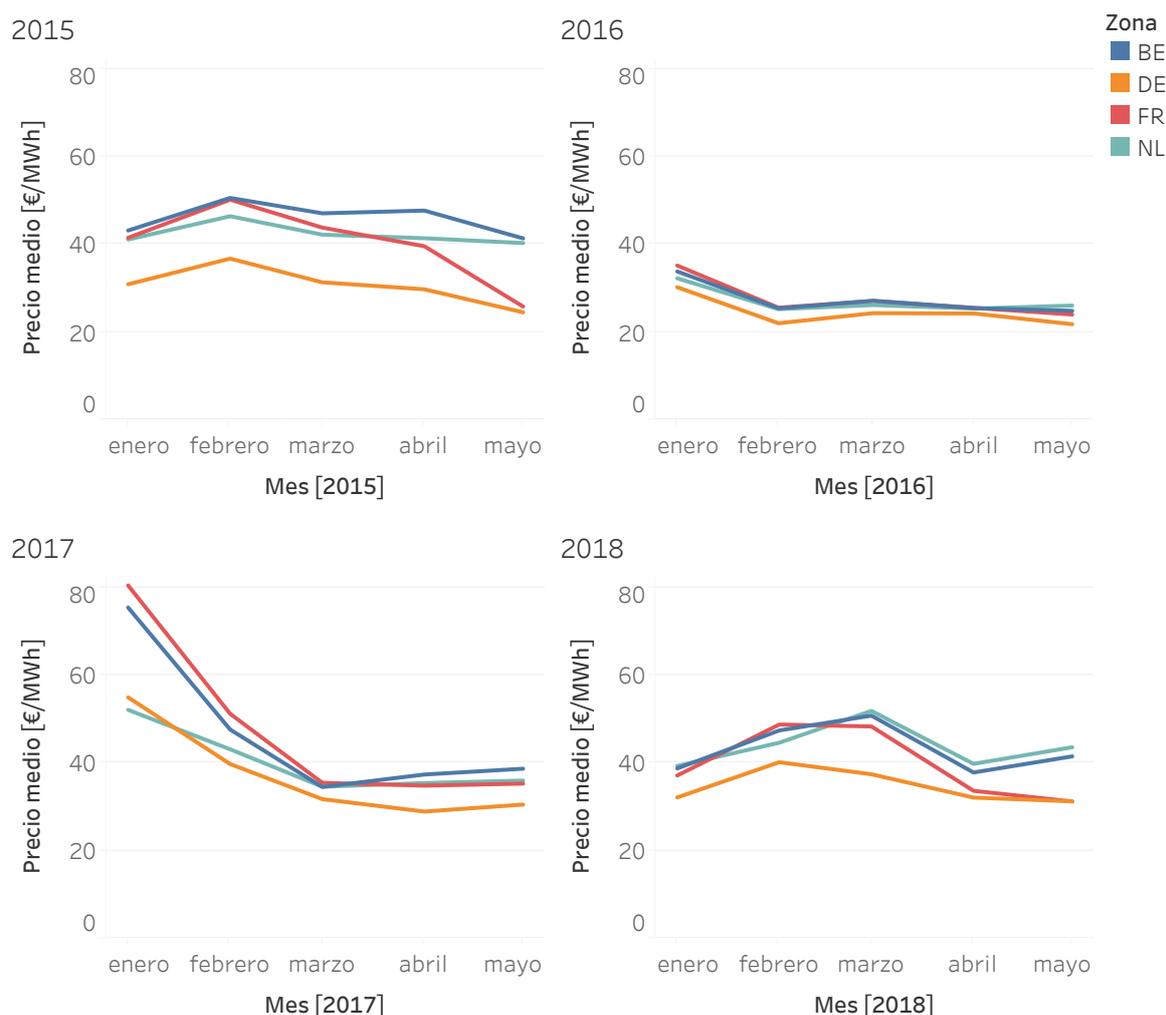


Figura 5.2: Evolución del precio medio mensual (2015, 2016, 2017 y 2018) (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

La Figura 5.2 también permite analizar la evolución del valor absoluto (y no sólo relativo) de los precios. Por ejemplo, en el año 2017 los precios son especialmente elevados, llegando incluso a superar el doble del precio que se da durante los mismos meses de los otros años. Esta situación puede explicarse mediante una serie de factores que son determinantes a la hora de establecer el precio en el mercado eléctrico:

- desde el punto de vista de la demanda de electricidad, las temperaturas fueron especialmente bajas (una diferencia significativa respecto a los valores medios durante esos meses del año) y eso hizo que la demanda de electricidad fuera especialmente alta en Francia (cuyo consumo aumenta rápidamente cuando las

temperaturas son inferiores a 15°C (RTE (2020))), ya que es uno de los países que más usa la energía eléctrica para calentar los hogares. Según datos de Eurostat, en 2019, el uso de electricidad para calefacción fue del 12.7 % del total en Francia mientras que fue del 1.7 %, 2.5 % y 3.1 % en Alemania, Países Bajos y Bélgica respectivamente, (Eurostat (2022)). Además, Francia y Bélgica utilizan también mucho la electricidad para calentar el agua. Según datos de Eurostat, el porcentaje de la electricidad que se usa en el sector residencial para calentar el agua es del 49.1 % en Francia y del 31.5 % en Bélgica, mientras que sólo representa el 13.0 % y el 4.1 % en Alemania y Países Bajos respectivamente, (Eurostat (2022)). Estos datos son muy similares, en proporción, a los de 2017, (Corona et al. (2022)). De este modo, se puede entender por qué la demanda de electricidad en Francia y Bélgica durante los meses de invierno del año 2017 fue especialmente importante.

- desde el punto de vista de la generación de electricidad, también hubo problemas ese año debido a la baja disponibilidad de las centrales nucleares en ese mismo tiempo (especialmente en Francia que tiene una importante dependencia de dicha fuente de energía) y a los bajos niveles de agua en las presas de las centrales hidroeléctricas. De este modo, el uso de carbón y de gas para la producción de electricidad se disparó durante esos meses. Además de que su uso para producir electricidad resulta más caro, sus precios aumentaron (aunque con más intensidad a finales de 2017) provocando así un aumento todavía mayor de los costes de producción y, por tanto, del precio de la electricidad (Market Observatory for Energy (2017)).

Más allá de saber cuál es el precio exacto de la electricidad, este tipo de análisis permite entender el delicado equilibrio que existe entre la demanda y la producción de electricidad y cómo sus variaciones pueden afectar al precio final de la electricidad en cada país y, por tanto, al equilibrio o desequilibrio de precios entre las distintas zonas interconectadas.

5.1. EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA ABSOLUTA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

Por último, es interesante señalar también otro aspecto importante relativo a los precios. Como se puede observar en la Figura 5.2, pese a que el año 2018 empieza con unos precios inferiores a los de 2017, tras los meses de marzo se puede ver que los precios que se dan en muchas de las zonas de la región CWE son superiores a los del año anterior. En este caso, la causa más probable de este incremento es el aumento significativo de los costes de producción asociados a la energía fósil (por ejemplo, respecto a 2017, en 2018 los precios del carbón, el gas y el CO₂ aumentaron un 4%, 32% y 170% respectivamente (ACER/CEER (2019))). Además, en el mes de mayo de ese mismo año, ocurre algo diferente de lo que acontece durante los meses de mayo de los años 2016 y 2017 y es que parece que los precios de Alemania y Francia tienden a converger (a la baja) por un lado mientras que los de Países Bajos y Bélgica tienden a hacerlo (al alza) por otro. Esto se debe principalmente a varios motivos según el informe trimestral de la Comisión Europea sobre los mercados de la electricidad (Market Observatory for Energy (2018b)). Por el lado de la demanda de electricidad, los meses de abril y mayo de 2018 fueron más cálidos de lo normal y, por lo tanto, la demanda de electricidad en Francia era más baja de lo normal en esas fechas. Por el lado de la producción, Francia no tenía ese año problemas de disponibilidad de centrales nucleares (y además la producción hidro-eléctrica fue más importante de lo esperado debido al deshielo), Alemania produjo más energía solar y eólica de lo normal mientras que la disponibilidad de las centrales nucleares era más baja de lo esperado (respecto a los Países Bajos no se dan demasiados detalles en dicho informe). Todos estos factores combinados (y que provocan importantes desequilibrios) explican la divergencia observada en el mes de mayo de 2018 y que empezaba a verse ya en el mes de abril. También es importante tener en cuenta que este gráfico presenta valores medios y no permite, por tanto, ver algunos detalles importantes como, por ejemplo, que durante el mes de mayo de 2018 hubo en Alemania 28 horas en las que el precio de la electricidad fue negativo (Market Observatory for Energy (2018b)). Este hecho, que se ha ido dando con cada vez mayor frecuencia a lo largo de los últimos años, ilustra con claridad los desequilibrios producidos por el desajuste entre generación y

demanda de electricidad que se puede dar en algunos casos.

Además de entender desde un punto de vista concreto cómo se comporta el mercado eléctrico en ciertas situaciones, este primer análisis de los precios permite intuir efectivamente que ha existido un cambio de tendencia en la convergencia de precios en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC, pero que todavía hay que confirmar.

La Figura 5.3 confirma un cambio de tendencia respecto a la evolución de la convergencia absoluta de precios $Convergence_{CWE}$, lo que la Figura 5.2 dejaba intuir. El número de situaciones (es decir, de horas) en las que la convergencia de precios es total (barras naranjas en el gráfico, valor 1 para $Convergence_{CWE}$) aumenta de forma significativa tras la implementación del FBMC. Además, este gráfico confirma que el año 2016 es el que ofrece un mayor nivel de convergencia de precios, observando casi con la misma frecuencia situaciones de convergencia y congestión.

Para confirmar las conclusiones anteriormente realizadas desde un punto de vista estadístico, la Tabla 5.1 muestra los resultados de la prueba U de Mann-Whitney. Esta prueba se utiliza para saber si las diferencias existentes entre 2015 y 2016, entre 2015 y 2017 y entre 2015 y 2018 son estadísticamente significativas. Se recuerda que la hipótesis nula del test es que ambas distribuciones son equivalentes y la hipótesis alternativa es que la distribución de 2015 es menor que la del otro año considerado.

Tabla 5.1: Resultados test de Mann-Whitney para la convergencia absoluta ($Convergence_{CWE}$)

	p-value
2015 vs. 2016	$< 2.2e - 16$
2015 vs. 2017	$< 2.2e - 16$
2015 vs. 2018	$< 2.2e - 16$

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

Los resultados mostrados en la Tabla 5.1 confirman que en los tres casos se rechaza la hipótesis nula de igualdad de las distribuciones (ya que el p-valor asociado a cada una de las pruebas es claramente inferior a 0.05, valor usualmente considerado en estos

5.1. EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA ABSOLUTA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

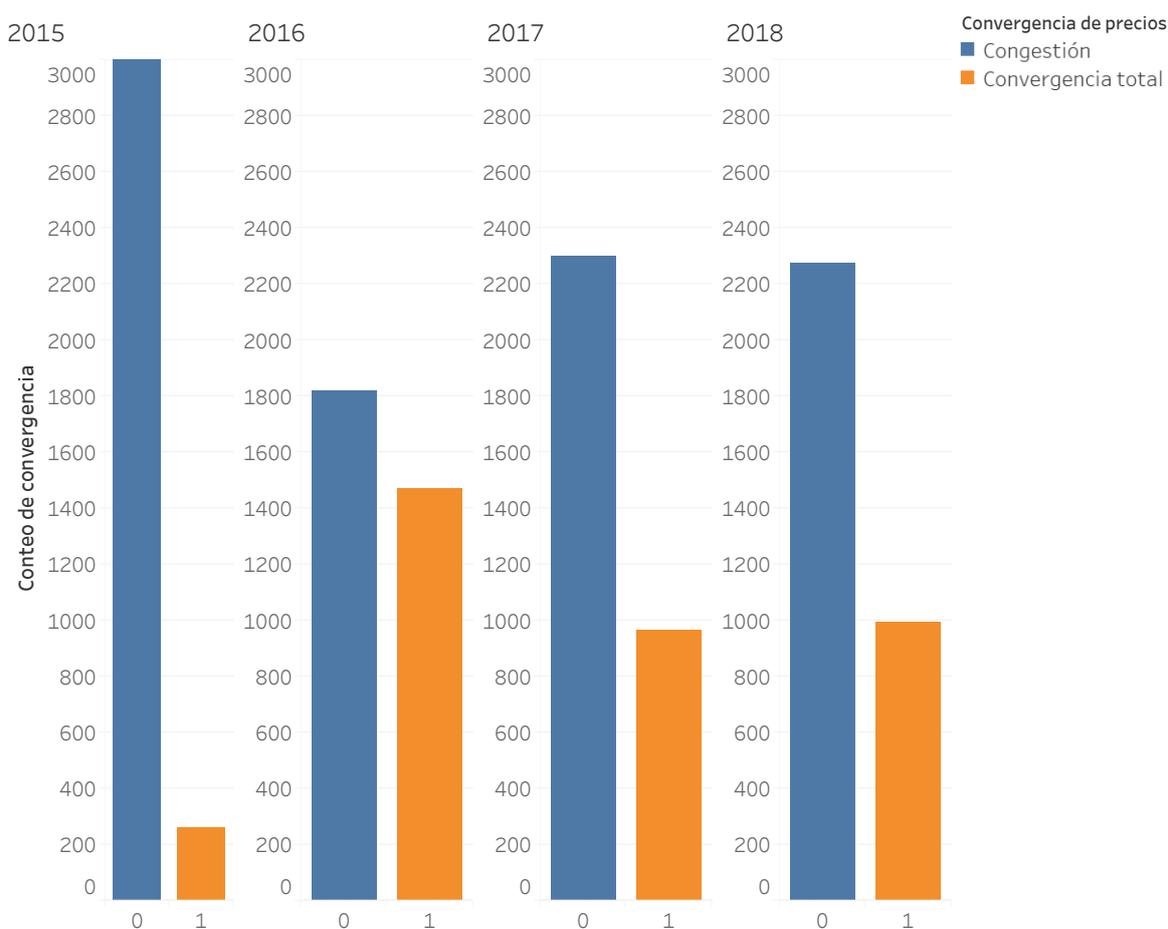


Figura 5.3: Análisis de frecuencia de la convergencia absoluta de precios ($Convergence_{CWE}$) en la región CWE - conteo de casos para el periodo estudiado cada año (Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

casos). Se puede por tanto aceptar la hipótesis alternativa en todos los casos, lo que implica que la convergencia es significativamente superior tras la implementación del mecanismo FBMC.

La Figura 5.4 muestra el valor medio de la convergencia absoluta, es decir, el porcentaje de situaciones (es decir, de horas) en las que ha habido convergencia total en la región CWE respecto al 100 % de los casos observados. De esta forma, este gráfico permite ver el importante cambio que se ha dado en la convergencia absoluta de precios tras la implementación del FBMC, ya que su valor medio pasa de menos de un 10 % en 2015 a valores cercanos al 30 % en 2017 y 2018 e incluso superiores al 40 % en 2016.

Dicha evolución puede verse con más detalle en la Figura 5.5 ya que se da la

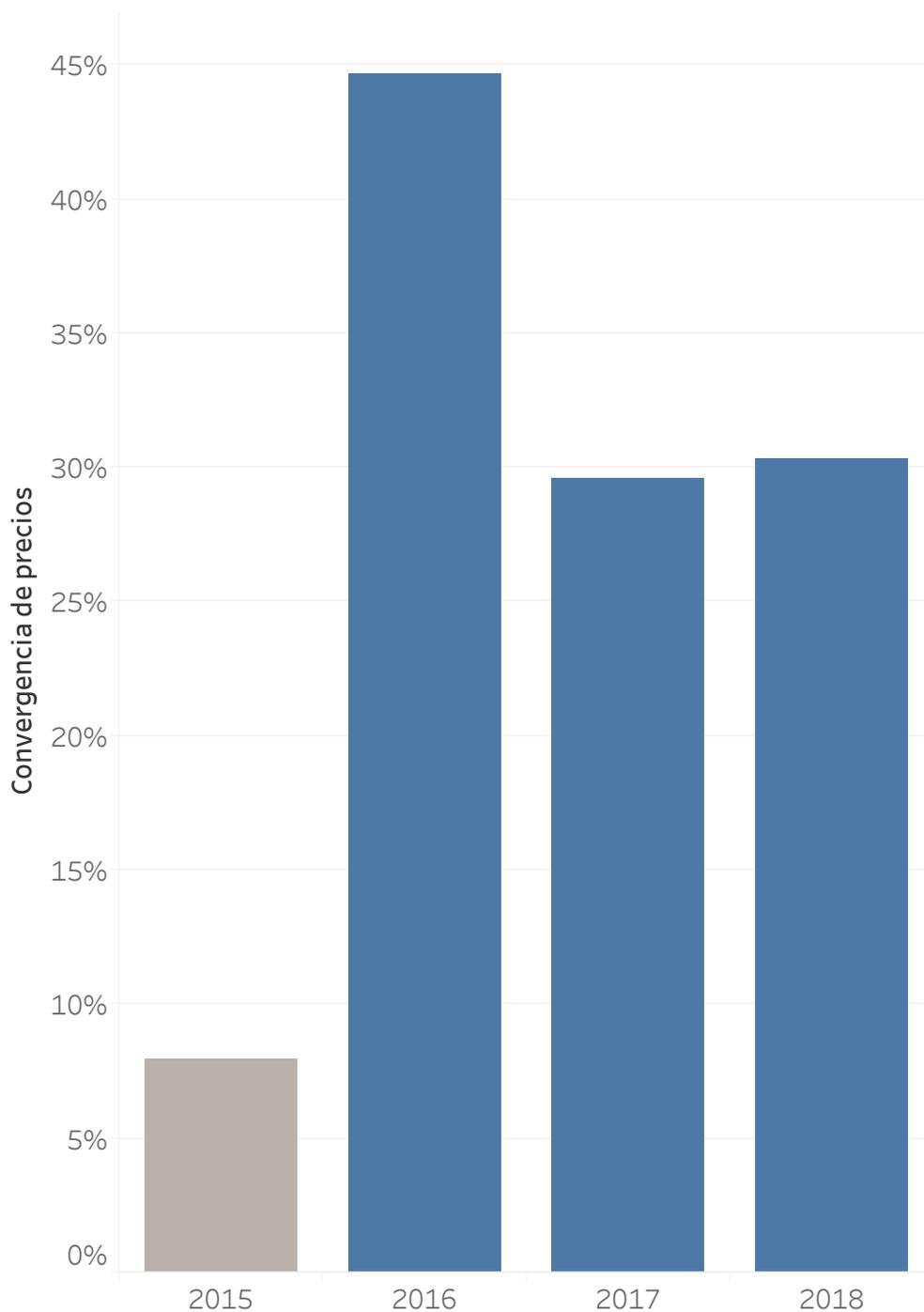


Figura 5.4: Evolución del valor medio por años de la convergencia absoluta de precios (Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

misma información pero, en este caso, para cada mes en vez de para el año completo. De esta manera, se puede observar con más detalle los problemas de convergencia que hubo a principios de 2017 (debido a las tensiones existentes entre la demanda y

5.1. EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA ABSOLUTA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

la generación de electricidad): la convergencia en enero de 2017 es más baja incluso que la de 2015. Por otro lado, este gráfico también parece indicar un cambio en la evolución de la convergencia a lo largo de los primeros meses del año. En 2015, antes de la implementación del FBMC, los meses de invierno son aquellos en los que la convergencia es superior. Sin embargo, tras la implementación del FBMC, parece que la convergencia es superior durante los meses de primavera (a excepción del mes de mayo de 2018)². Esto podría deberse a una situación coyuntural pero los informes anuales realizados por ACER³ indican que tanto en 2013 como en 2014 (antes de la implementación del mecanismo FBMC y antes de que los datos estuvieran disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-E), la convergencia es efectivamente más importante durante los meses de invierno que de primavera (ACER/CEER (2014, 2015)). Parece, por tanto, que la implementación del FBMC ha tenido también un impacto importante en el patrón de convergencia durante al menos los primeros meses del año.

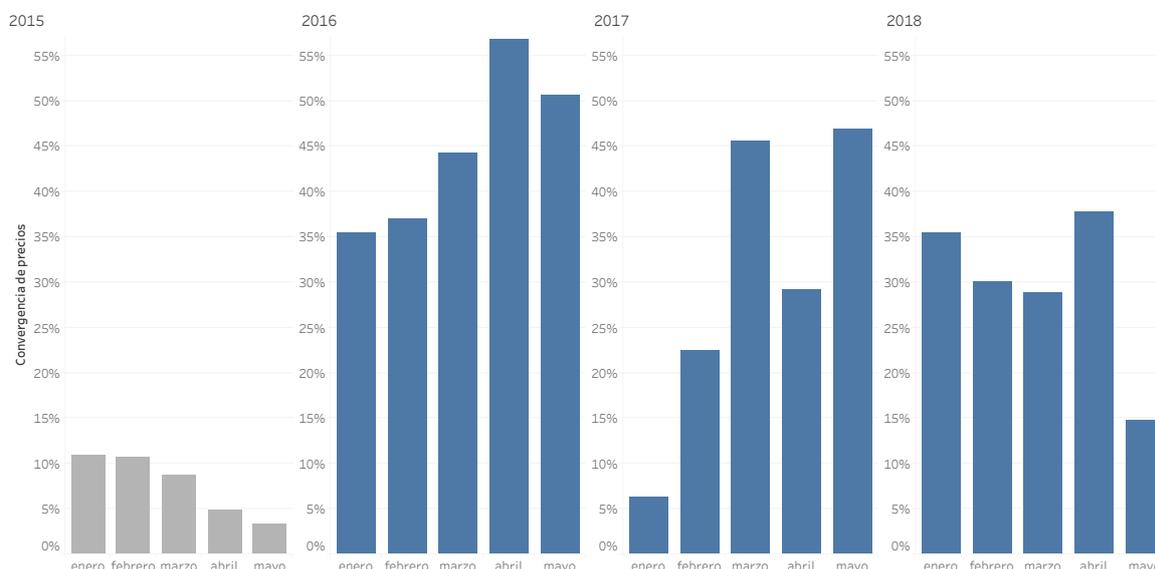


Figura 5.5: Evolución del valor medio por meses de la convergencia absoluta de precios (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

²Es importante recordar la situación de desequilibrio que se dio durante ese mes en la región CWE y que ya se ha identificado en la descripción de la Figura 5.2, las informaciones detalladas se pueden encontrar en el informe trimestral de los mercados de la electricidad correspondiente a ese periodo de la Comisión Europea (Market Observatory for Energy (2018b)).

³Se recuerda que ACER es la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*).

Por último, y para tener en cuenta la evolución diaria que caracteriza al mercado eléctrico, es importante entender y evaluar si ha habido también algún tipo de evolución de la convergencia absoluta a lo largo de las 24 horas del día. Para ello, la Figura 5.6 muestra la evolución a lo largo del día de la convergencia absoluta para los cuatro periodos de tiempo considerados en este análisis. Para un análisis detallado de la evolución de la convergencia de precios a lo largo del día, el lector puede referirse al Apartado 6.1. Además de mostrar la evolución de la convergencia a lo largo del día, la Figura 5.6 incluye también un análisis de clúster. Este análisis facilita la lectura del gráfico y permite, además, identificar dos grupos de convergencia distintos: *Clúster 1* correspondiente al grupo de baja convergencia (rojo en la figura) y *Clúster 2* correspondiente al grupo de alta convergencia (verde en la figura).

Los resultados del análisis de clúster se muestran en la Tabla 5.2, con un p-valor inferior a 0.05 en todos los casos, por lo que las separaciones efectuadas en los dos clústeres son estadísticamente significativas. Estos resultados muestran además que el valor medio de la convergencia para el clúster de baja convergencia tras la implementación del FBMC es superior al valor medio de la convergencia para el clúster de alta convergencia antes del FBMC, lo que confirma todavía más la importante mejora de la convergencia en la región CWE que ha supuesto este novedoso y complejo mecanismo de acoplamiento de mercados.

Tabla 5.2: Análisis de clúster de la convergencia absoluta

	2015	2016	2017	2018
Promedio Clúster 1	0.0354	0.3376	0.2083	0.2279
Promedio Clúster 2	0.1673	0.5560	0.3836	0.3571
p-valor	0.0004	0.0005	0.0004	0.0005

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

Como se puede comprobar en la Figura 5.6, tras la implementación del FBMC, la convergencia de precios es siempre superior (para todas las horas) a la que había antes de su implementación, sin excepciones (todos los gráficos tienen la misma escala). La evolución relativa a lo largo del día es similar en todos los casos: la congestión aumenta principalmente durante las horas de trabajo (a partir de las 9h00) así como durante las

5.1. EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA ABSOLUTA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC



Figura 5.6: Evolución del valor medio por horas de la convergencia absoluta y análisis de clúster (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

primeras horas de la noche y de la madrugada (a partir de las 22h00). A un nivel más anecdótico aunque también muy significativo, conviene señalar que en 2015 (antes del

FBMC) no se da ningún caso de convergencia desde las 22h00 hasta las 00h00, lo que sí aparece claramente en los años posteriores. Los cambios a este nivel son, por tanto, muy significativos. Además, el análisis de clúster muestra que tras la implementación del FBMC el número de horas pertenecientes al grupo de altas horas de convergencia aumenta significativamente (pasando de 8 horas a 12-14 horas según el periodo). Esta observación muy positiva respecto a la mejora de la convergencia de precios en la región CWE, se debe en gran medida al aumento de horas de alta convergencia durante la madrugada (a partir de las 02h00).

Los resultados presentados en esta sección muestran, por tanto, la importante mejora que se ha dado respecto a la convergencia de los precios del mercado eléctrico en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC.

5.2. Análisis de las distribuciones de diferencias de precios en el mercado eléctrico de la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC

Además de evaluar la convergencia absoluta, el estudio de la evolución de las diferencias de precios en la región CWE es también muy importante para entender cómo la implementación del mecanismo FBMC ha impactado en la convergencia de precios. En particular, el estudio de la diferencia de precios máxima en la región es importante ya que da una visión más detallada de las situaciones en las que no hay convergencia. En efecto, no es lo mismo que haya una diferencia de precios máxima de 30€ que de 3€ cuando no hay convergencia, siendo esta última situación mucho más deseable desde el punto de vista de la convergencia de precios.

5.2. ANÁLISIS DE LAS DISTRIBUCIONES DE DIFERENCIAS DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE LA REGIÓN CWE TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

Este análisis se llevará a cabo como se ha indicado en el Apartado 4.4 y se centrará principalmente en la variable calculada MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE (ver Apartado 4.2.2) que da la diferencia de precios máxima observada en la región CWE para cada hora del día. Además, en este análisis se mencionarán también otras variables relativas a las diferencias de precios entre zonas de la región, pudiéndose encontrar una descripción detallada de dichas variables en la Tabla 4.15.

En primer lugar, la Figura 5.7 muestra la evolución de la diferencia de precios máxima en la región CWE para los distintos periodos analizados. Estos gráficos que tienen la misma escala muestran claramente que ha habido una evolución de dicha distribución tras la implementación del FBMC. En 2015, la distribución es mucho más plana que lo que se observa para los otros años en los que hay un pico muy importante para las diferencias de precios pequeñas (es decir, inferiores a 5 €) y luego el número de casos con diferencias mayores va cayendo a un ritmo que difiere de un año a otro. De nuevo, como con la convergencia absoluta, se puede observar que el año 2016 es el que presenta una mejora de la convergencia más clara. Por ejemplo, para ese año no se observan prácticamente situaciones en las que la diferencia máxima de precios supere los 20€, lo que sí es el caso en los años posteriores (2017 y 2018). Además, estos gráficos muestran que antes del FBMC las situaciones más frecuentes se dan para una diferencia máxima situada entre los 10 y 15 euros mientras que, tras la implementación del FBMC, las situaciones más frecuentes se dan en todos los casos cuando la diferencia de precios máxima es inferior a los 5 €.

La Tabla 5.3, que da una información estadística detallada sobre las diferencias de precios máximo en cada periodo, confirma lo que la Figura 5.7 permitía observar. Todos los indicadores estadísticos muestran una evolución favorable tras la implementación del mecanismo FBMC. En particular, cabe destacar la evolución del cuartil inferior que tras la implementación del FBMC baja a exactamente 0.0€. En 2015, su valor se situaba alrededor de los 7.50€, y ese valor pasa a ser más bien la mediana con el nuevo mecanismo de implementación de mercados (especialmente en 2017 y 2018). De nuevo,

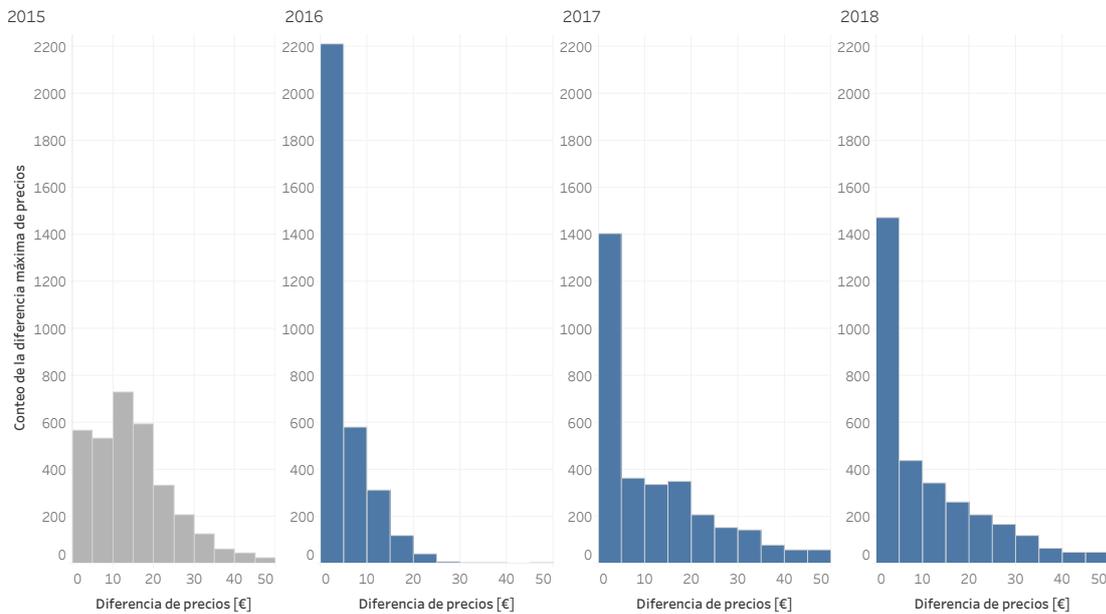


Figura 5.7: Evolución de la diferencia de precios máxima en la región CWE (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

los resultados del año 2016 son especialmente buenos ya que en este caso incluso el cuartil superior sigue siendo más bajo que el cuartil inferior que se daba antes de la implementación del FBMC.

Tabla 5.3: Resumen estadístico de la diferencia de precios máxima en la región CWE

	Año	Media	Cuartil inferior	Mediana	Cuartil superior
Diferencia de precios [€]	2015	15.39	7.46	13.77	20.37
	2016	4.25	0	1.1	6.79
	2017	13.44	0	8.16	19.98
	2018	12.17	0	7.03	18.51

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

Para completar el análisis de del diferencial de precios en solitario, la Tabla 5.4 muestra los resultados de la prueba de Mann-Whitney realizada para comprobar si la evolución de las diferencias de distribuciones de esta variable tras la implementación del mecanismo FBMC es significativa o no. Este test estadístico se realiza para comparar la distribución de 2015 respecto a las de 2016, 2017 y 2018 respectivamente. Se recuerda que la hipótesis nula del test es que ambas distribuciones son equivalentes y la hipótesis alternativa es que la distribución de 2015 es mayor que la de 2016, 2017 ó 2018 respectivamente.

5.2. ANÁLISIS DE LAS DISTRIBUCIONES DE DIFERENCIAS DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE LA REGIÓN CWE TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

Tabla 5.4: Resultados test de Mann-Whitney para la diferencia de precios máxima

	p-value
2015 vs. 2016	$< 2.2e - 16$
2015 vs. 2017	$< 2.2e - 16$
2015 vs. 2018	$< 2.2e - 16$

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

Los resultados de esta prueba indican que se puede rechazar la hipótesis nula con un nivel de confianza muy elevado. Por tanto, es posible concluir que tras la implementación del mecanismo FBMC (en 2016, 2017 y 2018), la distribución de la diferencia de precios máxima en la región CWE es significativamente inferior a lo que lo era antes de su implementación (en 2015). Estos resultados muestran, por tanto, que con el nuevo mecanismo de acoplamiento de mercados, se ha podido no sólo mejorar la convergencia absoluta de precios en la región CWE sino que también ha permitido reducir las diferencias de precios que se podían encontrar entre las distintas zonas.

Por último, el estudio de las diferencia de precios máxima en la región CWE se completa con un análisis más detallado de las diferencias de precios entre zonas. Para ello, en primer lugar, se realiza a un análisis de correlaciones conjunto de las distintas variables de diferencias de precios y a continuación el estudio se centra en las relaciones que tienen las variables de diferencias de precios entre zonas con la diferencia de precios máxima en la región CWE.

La Figura 5.8 presenta las correlaciones de Spearman⁴ para el conjunto de variables que describen los diferenciales de precios. Como se puede comprobar, la mayor parte de las correlaciones son estadísticamente significativas, en el sentido de que son significativamente distintas de 0 (considerando el umbral usual para el p-valor de 0.05).

Los resultados mostrados por la Figura 5.8 no permiten identificar ningún cambio significativo estable y duradero tras la implementación del FBMC para las variables

⁴Los mismos gráficos pero con los valores de la correlación de Pearson pueden encontrarse en la Figura E.1, en el Anexo E. El cálculo de la correlación de Pearson se basa directamente en los valores de las variables mientras que la variable de Spearman se basa en los rangos (es decir, en el orden) de los valores de las variables.

CAPÍTULO 5. EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE

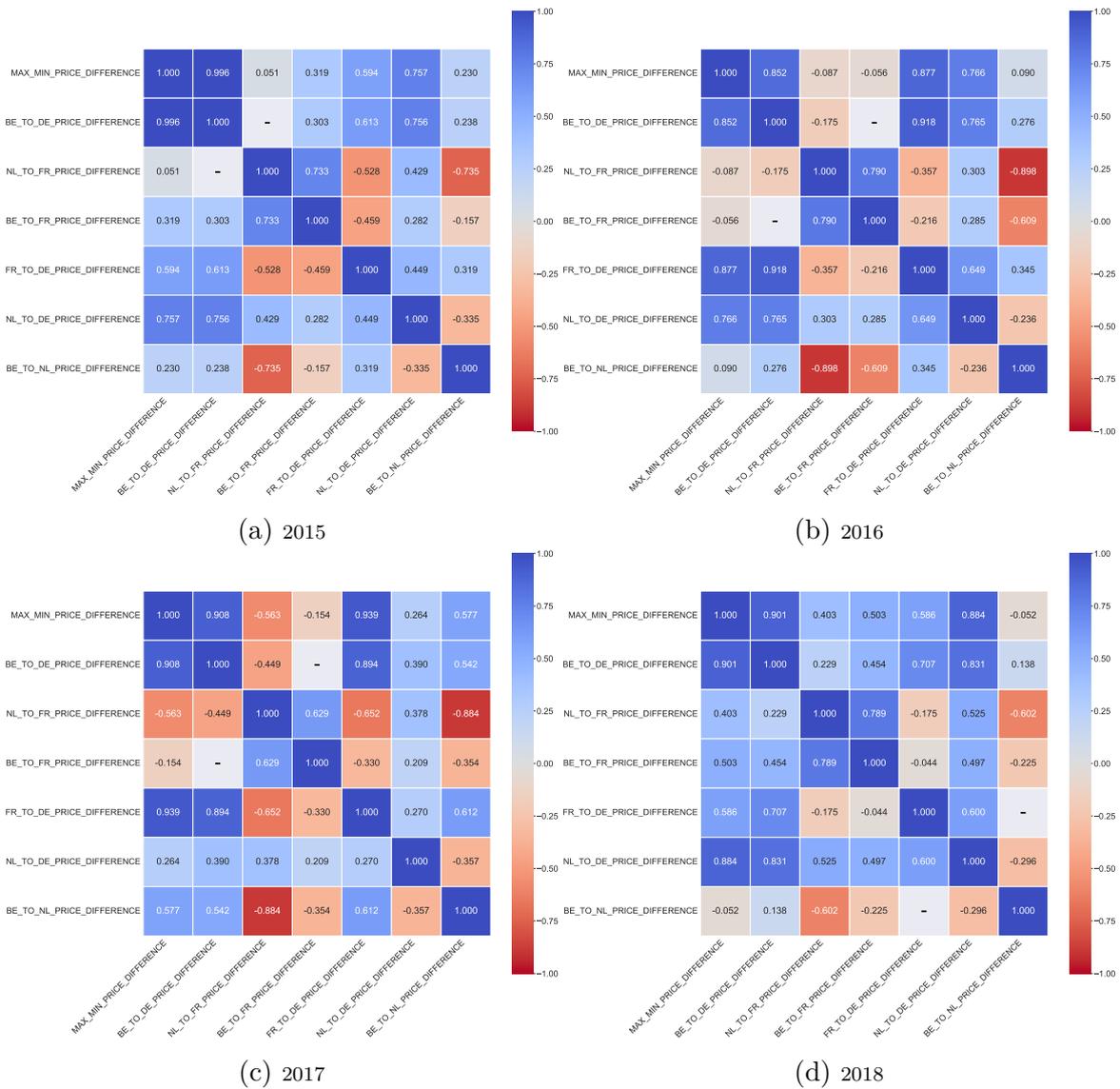


Figura 5.8: Evolución de la correlación de Spearman entre las diferencias de precios en la región CWE (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

de diferencias de precios entre zonas (el caso de la variable MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE, correspondiente a la diferencia de precios máxima de la región CWE se analizará en un segundo tiempo). De nuevo, el año 2017 presenta algunas particularidades, con una correlación especialmente negativa entre el diferencial de precios entre Países Bajos y Francia (NL_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE) por un lado, y el diferencial de precios entre Bélgica y Alemania (BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE) por otro. Esto se deba probablemente a la situación excepcional que se dio durante los primeros meses de ese año. Sin embargo, si es interesante destacar que la correlación

5.2. ANÁLISIS DE LAS DISTRIBUCIONES DE DIFERENCIAS DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE LA REGIÓN CWE TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

entre las diferencias de esos países no era estadísticamente significativa antes de la implementación del FBMC y sí que lo es tras su puesta en funcionamiento. Esto resulta interesante ya que se trata justamente de las diferencias de precios entre las zonas de la región que no están físicamente interconectadas y, por tanto, parece que de alguna forma el FBMC contribuye a borrar o eliminar la distancia física que existe entre las distintas zonas.

Para concluir este análisis sobre las diferencias de los precios entre las distintas zonas, la Tabla 5.5 se centra en la relación que la diferencia de precios máxima en la región CWE tiene con las diferencias de precios entre las distintas zonas. En dicha tabla, se presentan las correlaciones de Pearson y Spearman de las diferencias de precios entre zonas con la diferencia de precios máxima en la región CWE. Estos resultados, que se pueden encontrar en el caso de la correlación de Spearman en los gráficos anteriores (5.8), aparecen aquí resumidos de forma más compacta y centrados en las correlaciones respecto a la diferencia de precios máxima en la región CWE.

Tabla 5.5: Correlación de la diferencia de precios máxima en la región CWE (MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE) con las distintas diferencias de precio existentes en la región CWE

	Correlación de Pearson			
	2015	2016	2017	2018
BE_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	0.624*	-0.001	-0.013	0.392*
BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	0.998*	0.887*	0.915*	0.906*
BE_TO_NL_PRICE_DIFFERENCE	0.573*	-0.052*	0.744*	-0.001
FR_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	0.583*	0.893*	0.909*	0.684*
NL_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	0.113*	0.042*	-0.683*	0.302*
NL_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	0.678*	0.856*	0.206*	0.878*
	Correlación de Spearman			
	2015	2016	2017	2018
BE_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	0.319*	-0.056*	-0.154*	0.503*
BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	0.996*	0.852*	0.908*	0.901*
BE_TO_NL_PRICE_DIFFERENCE	0.23*	0.09*	0.577*	-0.052*
FR_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	0.594*	0.877*	0.939*	0.586*
NL_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	0.051*	-0.087*	-0.563*	0.403*
NL_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	0.757*	0.766*	0.264*	0.884*

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E.

Nota: * corresponde a un p-valor inferior a 0.05, las correlaciones más importantes se indican en negrita

Estos resultados muestran una evolución en el patrón de las correlaciones existentes entre la diferencia de precios máxima y las diferencias de precios entre zonas de la región CWE tras la puesta en marcha del mecanismo FBMC. En efecto, para los dos tipos de correlación, antes del FBMC, la diferencia de precios entre Bélgica y Alemania (BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE) es la única variable que tiene una correlación importante (superior a 0.8) con la diferencia de precios máxima, siendo el valor de esa correlación prácticamente igual a 1. Sin embargo, tras la implementación del mecanismo FBMC, otras variables de diferencias de precios entre zonas empiezan también a tener una correlación importante con el diferencial de precios máximo (MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE). Es el caso, por ejemplo, de la diferencia de precios entre Francia y Alemania (FR_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE) en 2016 y 2017 y de la diferencia de precios entre Países Bajos y Alemania (NL_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE) en 2016 y 2018. Aunque es cierto que el importante grado de correlación del diferencial de precios entre Bélgica y Alemania (BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE) con la diferencia de precios máxima en la región CWE (MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE) se mantiene tras la implementación del FBMC, también es importante señalar que su valor baja ligeramente y, en algunos casos, (y según el tipo de correlación considerado) deja de ser la variable que presenta el mayor nivel de correlación con la diferencia máxima de precios en la región CWE. De este modo, parece que la implementación del FBMC tiende a homogeneizar de una cierta manera la relación que tienen las diferencias de precios entre zonas de la región CWE con la diferencia de precios máxima, lo que de nuevo es positivo desde el punto de vista de la integración de los mercados eléctricos en dicha región.

5.3. Evolución de las situaciones intermedias de convergencia tras la implementación del mecanismo FBMC

El objetivo de esta última sección de análisis de la evolución de la convergencia de precios en la región CWE, es estudiar de forma más detallada las situaciones intermedias de convergencia. Estas situaciones intermedias no se realizan desde el punto de vista de las diferencias de precios existentes, como en el Apartado 5.2, sino que se consideran las variables categóricas definidas para identificar las distintas situaciones intermedias de convergencia y definidas en el Apartado 4.2.2. Ello no impide que ambos análisis se puedan realizar también de forma conjunta, como se podrá ver también en esta sección.

5.3.1. Grados de convergencia

En primer lugar, el estudio se centra en la evolución de los grados de convergencia. La Tabla 5.6 indica los distintos grados de convergencia que se pueden dar en la región CWE. Esta variable permite identificar las situaciones intermedias de convergencia según el número de países que tienen el mismo precio. Respecto a la convergencia absoluta ($Convergence_{CWE}$), un valor de 4 para el grado de convergencia corresponde a un valor de 1 para la convergencia absoluta, y todos los demás valores (0, 1, 2 y 3) corresponden a situaciones en las que la convergencia absoluta tiene un valor de 0.

Tabla 5.6: Correspondencia numérica para los grados de convergencia

Valor	Grado de convergencia
0	Todos los precios distintos
1	Una pareja de países con el mismo precio
2	Dos parejas de países con el mismo precio (pero distinto entre ellas)
3	Un trío de países con el mismo precio
4	Todos los precios iguales

Fuente: *Elaboración propia*

La Figura 5.9 permite visualizar la evolución de los distintos grados de convergencia en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC. Dicho gráfico muestra un claro cambio en el patrón de los grados de convergencia que se dan en la región CWE. En los años 2016, 2017 y 2018, las situaciones extremas son las que se dan con mayor frecuencia: bien convergencia total o bien todos los precios distintos. Como se puede comprobar en el gráfico, antes de la implementación del mecanismo FBMC las situaciones intermedias de convergencia son las que se dan con mayor frecuencia (especialmente aquellas en las que una pareja de países tiene el mismo precio).

Este importante cambio parece tener sentido si se considera la filosofía general del FBMC respecto al sistema ATC que permitía gestionar las interconexiones antes de su implementación (ver Apartado 2.2 para más información). En efecto, el FBMC pretende considerar las distintas zonas de oferta que componen una región eléctricamente interconectada de forma conjunta, mientras que el método ATC simplifica el problema y considera cada una de las interconexiones de forma individual (sin tener en cuenta lo que realmente pasa en el resto de las interconexiones de la región). De esta forma, no es sorprendente que el método anterior para gestionar las interconexiones genere más situaciones de convergencia intermedias y especialmente de situaciones en las que únicamente dos zonas tienen el mismo precio. Es también interesante mencionar que con el FBMC las situaciones correspondientes a un grado de convergencia de 2 (es decir, en el que dos parejas tienen el mismo precio pero distinto entre ellas) se convierten en excepcionales, llegando prácticamente a desaparecer en 2018. Sin embargo, estas situaciones eran bastante frecuentes con el anterior mecanismo de gestión de las interconexiones, pudiendo entenderse este fenómeno con las mismas razones que las mencionadas anteriormente.

Es también importante mencionar que con la implementación del FBMC es más frecuente encontrarse ante situaciones en las que cada zona de la región CWE tenga un precio distinto. Esto, en principio, no es bueno desde el punto de la convergencia de precios; sin embargo, hay que tener también en cuenta la dimensión correspondiente

5.3. EVOLUCIÓN DE LAS SITUACIONES INTERMEDIAS DE CONVERGENCIA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

a las diferencias existentes entre los distintos precios. Como ya se vio en el Apartado 5.2, la mejora en este aspecto con la implementación del FBMC ha sido notoria; sin embargo, resulta también interesante ver de forma más detallada cómo evoluciona esta diferencia de precios según el grado de convergencia.

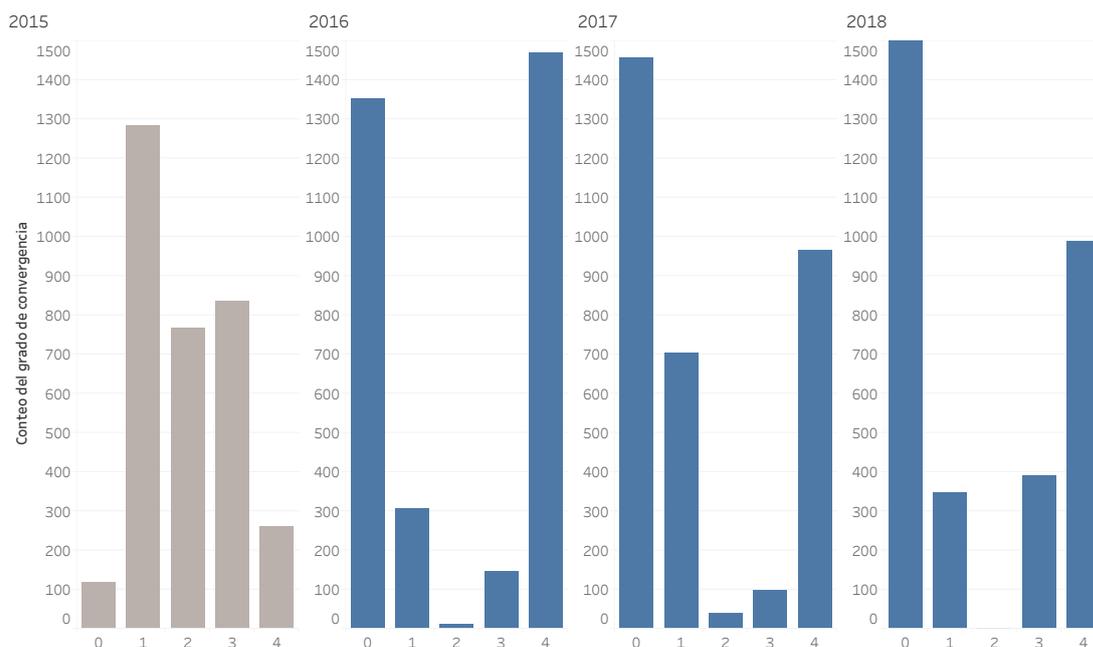


Figura 5.9: Evolución de los grados de convergencia en la región CWE, ver Tabla 5.6 para correspondencia (Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E)

La Figura 5.10 permite justamente visualizar cómo evoluciona la diferencia máxima de precios según el grado de convergencia, antes y después de la implementación del mecanismo FBMC. De esta forma se puede ver cómo en el caso de una ausencia total de convergencia, la diferencia de precios medio ha disminuido de forma muy significativa, pasando de más de 34€ en 2015 a 8€ en 2016 y a alrededor de 19€ en 2017 y 2018. De nuevo, este gráfico (en el que todos los sub-gráficos tienen la misma escala) permite ver los buenos resultados del año 2018 respecto a la convergencia de precios, con unas diferencias de precios sistemáticamente inferiores para todos los tipos de grados de convergencia. Para los años 2016 y 2017, los resultados son menos claros para las categorías 1 y 2, pero en el caso de la categoría 3 los resultados sí muestran una disminución de la diferencia máxima de precios en estos años respecto a 2015. Esto

indica que, en el caso de tener convergencia casi total en la región CWE (es decir, tres zonas con el mismo precio), el FBMC permite tener una diferencia de precios menor entre ese grupo de zonas y la zona restante, lo que implica, por tanto, también una mejora respecto a la convergencia.

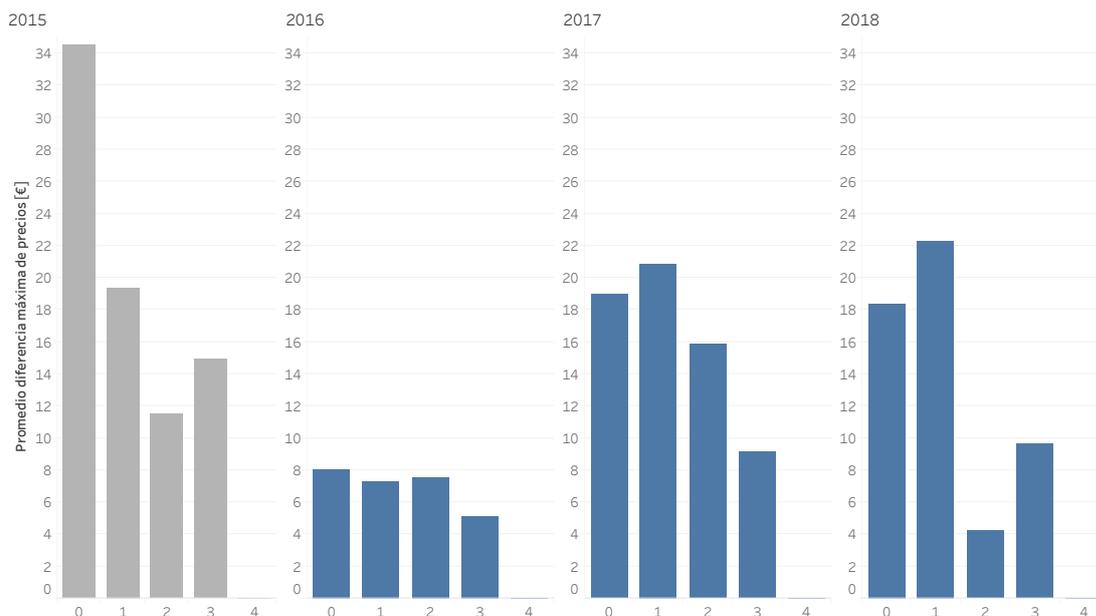


Figura 5.10: Evolución de de la diferencia de precios máxima según el grado de convergencia en la región CWE, ver Tabla 5.6 para correspondencia de los grados de convergencia (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

5.3.2. Tipos de convergencia por zonas

La segunda parte de este estudio se centra en la evolución de los tipos de convergencia comparando las diferentes zonas. La Tabla 5.7 recoge los distintos tipos de convergencia que se pueden dar en la región CWE, lo cual facilita la comprensión del estudio conjunto. Los valores de convergencia extremos (0 cuando todos los precios son distintos y 4 cuando todos los precios son iguales) se retiran de esta parte del análisis ya que se corresponden exactamente a los grados de convergencia 0 y 4 ya estudiados. El objetivo de este análisis es entender con mayor precisión cómo han evolucionado las situaciones intermedias de convergencia entre las diferentes áreas, llegando a identificar de forma individual cada situación.

5.3. EVOLUCIÓN DE LAS SITUACIONES INTERMEDIAS DE CONVERGENCIA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

Tabla 5.7: Correspondencia numérica para los tipos de convergencia por zonas

Grado de convergencia	Valor	Convergencia por zonas
0	0	Todos los precios distintos
	1	Mismo precio en Alemania y Bélgica
1	2	Mismo precio en Alemania y Francia
	3	Mismo precio en Alemania y Países Bajos
	4	Mismo precio en Bélgica y Francia
	5	Mismo precio en Bélgica y Países Bajos
	6	Mismo precio en Francia y Países Bajos
2	7	Mismo precio en Alemania-Bélgica y en Francia-Países Bajos*
	8	Mismo precio en Alemania-Francia y en Bélgica-Países Bajos*
	9	Mismo precio en Alemania-Países Bajos y en Bélgica-Francia*
3	10	Mismo precio en Alemania, Bélgica y Francia
	11	Mismo precio en Alemania, Bélgica y Países Bajos
	12	Mismo precio en Bélgica, Francia y Países Bajos
	13	Mismo precio en Alemania, Francia y Países Bajos
4	14	Mismo precio en todos los países

* por parejas *Fuente: Elaboración propia*

La Figura 5.11 muestra la evolución de los distintos tipos de convergencia por zonas. Para cada año se representan únicamente los tipos de convergencia para los que ha habido algún caso. Así, por ejemplo, en los años 2015, 2016 y 2017 hay 9 tipos de convergencia intermedios (de los 13 que existen en total) y en el año 2018 ese número cae hasta los 7. Como ya ha sido indicado anteriormente, este gráfico permite de nuevo ver que en 2015 las situaciones intermedias de convergencia eran mucho más frecuentes que en los años posteriores. Además, para facilitar el análisis de estos gráficos, se ha realizado un análisis de clúster con el objetivo de clasificar los distintos tipos de convergencia en dos grupos, según la frecuencia con la que se da cada uno de ellos.

Los resultados de significatividad estadística del análisis de clúster realizado se pueden encontrar en la Tabla 5.8. Pese a que en algunos casos el p-valor asociado a la división de clústeres sea superior a 0.05, se puede considerar que la división en dos grupos para los clústeres es satisfactoria en todos los casos.

Gracias a este análisis de clúster, la identificación de la evolución de los tipos de clúster se realiza de forma más clara. En primer lugar, se pueden señalar los cambios que ha habido en el grupo de alta frecuencia (*Clúster 2*) de antes de la implementación

CAPÍTULO 5. EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE

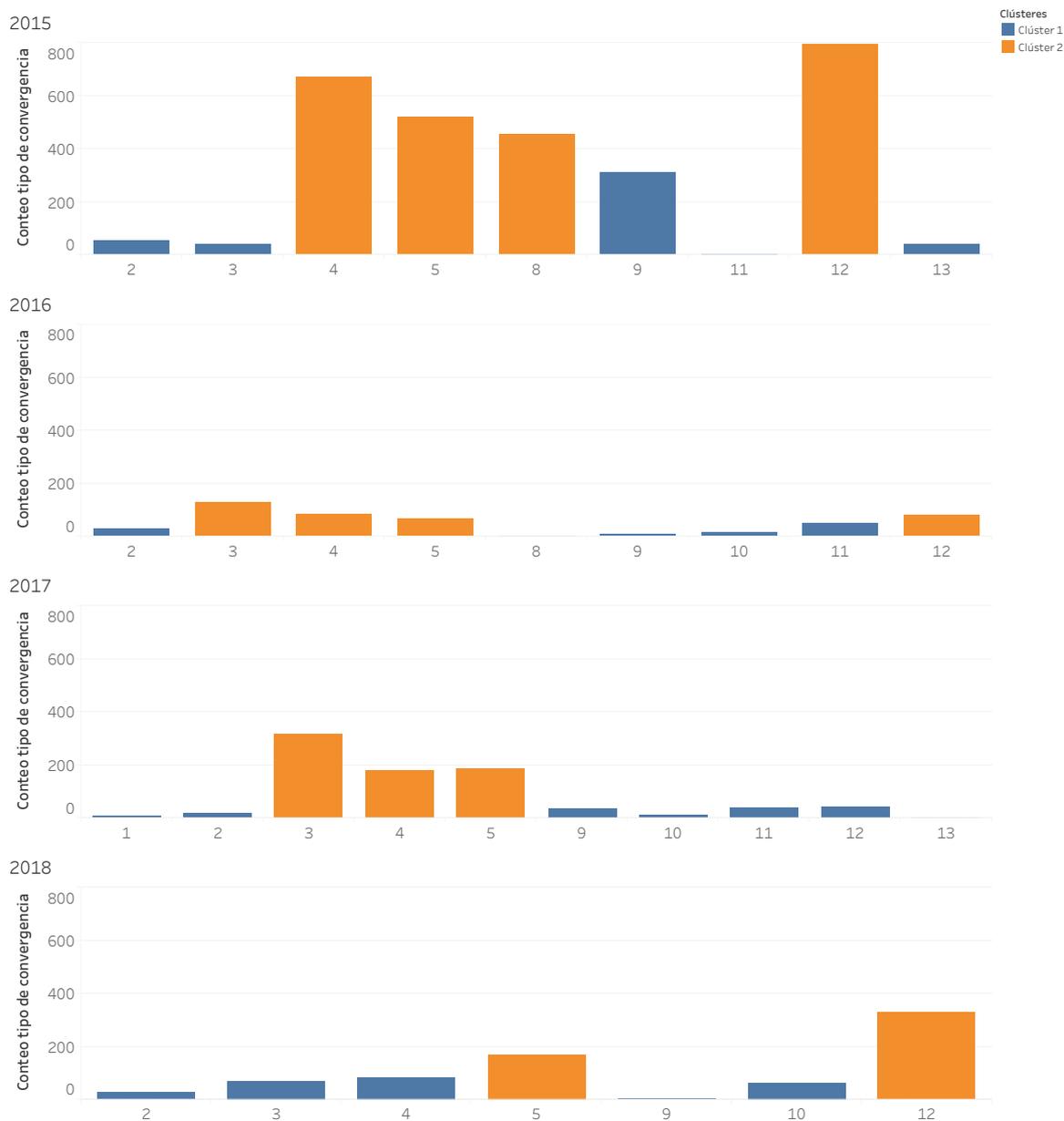


Figura 5.11: Evolución de los tipos de convergencia por zonas, ver Tabla 5.7 para correspondencia de los tipos de convergencia (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Tabla 5.8: Resultados de la significatividad estadística del análisis de clúster para los tipos de convergencia por zonas

	2015	2016	2017	2018
p-valor	0.048	0.057	0.030	0.11

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

del FBMC. Destaca la evolución del tipo de convergencia 8, es decir, el mismo precio en Alemania-Francia y en Bélgica-Países Bajos (por parejas), que pasa de ser una

5.3. EVOLUCIÓN DE LAS SITUACIONES INTERMEDIAS DE CONVERGENCIA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

situación intermedia bastante frecuente a prácticamente desaparecer tras la implementación del FBMC. Algo similar ocurre con el tipo de convergencia 9 (que aunque no esté en el grupo de alta frecuencia si tiene un nivel de ocurrencia importante), es decir, mismo precio en Alemania-Países Bajos y en Bélgica-Francia (por parejas). Estas dos variables corresponden al grado de convergencia 2 que, como ya se vio anteriormente, ha tendido a desaparecer tras la implementación del FBMC. Respecto a este grado de convergencia, es interesante señalar que no se da ningún caso, para ningún año, de un tipo de convergencia 7: es decir, mismo precio en Alemania-Bélgica y en Francia-Países Bajos (por parejas). Esto no debe sorprender ya que, al tratarse de países que no están físicamente interconectados, es difícil que la situación descrita por este tipo de convergencia se pueda dar en la realidad.

En el mismo grupo de alta frecuencia, el caso del tipo de convergencia 12, es decir, mismo precio en Bélgica, Francia y Países Bajos, es también interesante ya que pasa de ser el caso de situación intermedia más frecuente antes del FBMC a bajar en frecuencia de forma considerable en 2016 y 2017. Sin embargo, esto no es así en 2018 cuando vuelve a convertirse en la situación intermedia más frecuente. Este tipo de convergencia es interesante ya que implica que todas las zonas de la región CWE tienen el mismo precio, a excepción de Alemania que es además la zona en la que se suele dar el precio más bajo.

Respecto al grupo de baja frecuencia antes de la puesta en marcha del FBMC (*Clúster 1*), el mayor cambio se da para el tipo de convergencia 9 pero ésta última ya ha sido comentada debido a su alto nivel de similitud con la evolución del tipo de convergencia 8. El tipo de convergencia 3, es decir, mismo precio en Alemania y Países Bajos, pasa de ser una de las situaciones menos frecuentes a ser la más frecuente en 2016 y 2017. En 2018, aunque su importancia no es tan relevante, si se mantiene en niveles superiores a los de antes de la implementación del mecanismo FBMC. También se puede señalar la evolución respecto al tipo de convergencia 12 (mismo precio en Bélgica, Francia y Países Bajos) que prácticamente desaparece con la puesta en marcha

del FBMC, dándose de forma residual en el año 2017.

De forma general, este análisis más detallado por zonas permite entender la evolución pormenorizada de las distintas situaciones intermedias de convergencia. Además de observar que algunos casos no se dan nunca (o con muy poca frecuencia), con este análisis se aprecia una cierta homogeneización de los distintos tipos de convergencia. Es decir, la implementación del mecanismo FBMC ha tenido también como consecuencia un mayor equilibrio de cada una de las situaciones intermedias por zonas. Así, por ejemplo, en el caso de la convergencia en dos zonas (tipos de convergencia 1, 2, 3, 4, 5 y 6), se puede observar una repartición más equilibrada tras la implementación del mecanismo FBMC. Algo similar ocurre con los casos que corresponden a una convergencia de precios en tres zonas (tipos de convergencia 10, 11, 12 y 13).

El estudio de estos niveles de convergencia también se completa incluyendo la dimensión de la diferencia de precios máxima. Estos resultados se muestran en la Figura 5.12, en la que se puede observar el valor medio de la diferencia de precios para cada uno de los tipos de convergencia que se dan cada año.

Como se había indicado en la sección anterior, cuando únicamente se da una convergencia de precios entre dos zonas, la disminución de la diferencia de precios tras la implementación del FBMC no aparece de forma muy clara. Sin embargo, este análisis más detallado permite observar que con la implementación del FBMC las situaciones de convergencia entre dos zonas⁵ que llevan a una diferencia de precios mayor ha cambiado. En 2015 destaca el tipo de convergencia 3 (mismo precio en Alemania y Países Bajos) como situación que lleva a una diferencia de precios mayor. Sin embargo, en los años posteriores, el valor medio de la diferencia de precios cuando se da esta situación es mucho menor (pasando de 35€ en 2015 a menos de 10€ en 2016 y alrededor de 15€ en 2017 y 2018). En cambio, las situaciones intermedias 4 y 5 (mismo precio en Bélgica y Francia y mismo precio en Bélgica y Países Bajos respectivamente) pasan a asociar-

⁵Se recuerda que se trata de los tipos de convergencia 1, 2, 3, 4, 5 y 6.

5.3. EVOLUCIÓN DE LAS SITUACIONES INTERMEDIAS DE CONVERGENCIA TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECANISMO FBMC

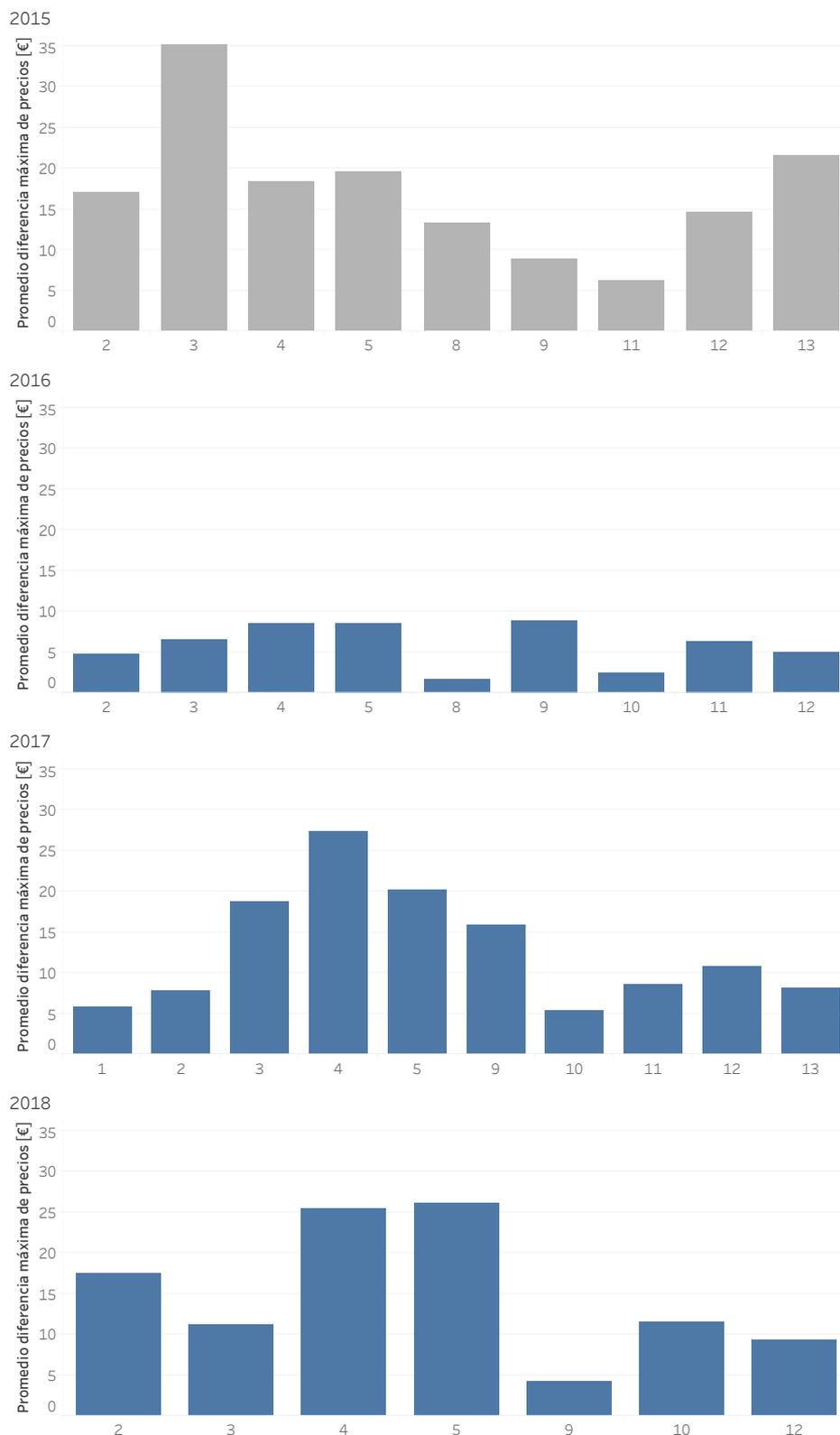


Figura 5.12: Evolución de la diferencia de precios máxima según el tipo de convergencia por zonas, ver Tabla 5.7 para correspondencia de los tipos de convergencia (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

se a una diferencia de precios mayor con la implementación del FBMC, a excepción del año 2016 que fue un año especialmente bueno desde el punto de la convergencia. En el año 2017, el valor asociado al tipo de convergencia 4 es incluso el más elevado, debiéndose esto, sin duda, a las peculiaridades que presentaron los primeros meses del año 2017 (tanto desde el punto de vista de la generación como de la demanda de electricidad especialmente importante en Francia y Bélgica): mientras que en Bélgica y Francia se daba el mismo precio, la diferencia que existía con las otras dos zonas podía llegar a ser muy importante.

Por último, respecto a las situaciones intermedias en las que se da el mismo precio en tres zonas diferentes⁶, la caída de la diferencia de precios es más notable en casi todos los tipos de convergencia. Esa bajada es especialmente importante en el caso del tipo de convergencia 13 (mismo precio en Alemania, Francia y Países Bajos) en 2017 que es el único año en el que se vuelve a dar, y además con una frecuencia muy baja. El caso del tipo de convergencia 12 (es decir, mismo precio en Bélgica, Francia y Países Bajos) es más interesante ya que se trata de una situación que se encuentra con mucha mayor frecuencia, tanto antes como después del FBMC. En este caso, el promedio de la diferencia de precios es menor con la puesta en marcha del FBMC pero la diferencia respecto a la situación anterior no es tan significativa como en otros casos.

5.4. Síntesis y límites de la metodología

El análisis de la evolución de la convergencia en sus distintos aspectos (convergencia absoluta, grado de convergencia global, tipo de convergencia por zonas y diferencias de precios) realizado en este capítulo ha demostrado la importante mejora que la implementación del mecanismo FBMC ha supuesto en la región CWE. Esta mejora de la convergencia se ha visto también acompañada de una reducción significativa de las diferencias de precios existentes en el seno de la región. Además, se ha podido anali-

⁶Se recuerda que se trata de los tipos de convergencia 10, 11, 12 y 13.

zar con detalle la evolución de las distintas situaciones intermedias de convergencia, identificando algunos cambios importantes como, por ejemplo, la práctica desaparición de las situaciones en las que hay dos parejas que tienen el mismo precio pero distinto entre ellas.

Sin embargo, es también importante tener en cuenta que la metodología aplicada en este capítulo tiene algunas limitaciones. En primer lugar, debido a la falta de disponibilidad de los datos, el estudio comparativo se ha limitado a sólo algunos meses del año y además, antes de la implementación del FBMC, sólo se disponía de los datos para un año. Este hecho es bastante desafortunado pero antes del 5 de enero de 2015 no hay obligación de publicar dichos datos y los operadores de mercado han decidido no hacerlo. De este modo, el estudio ha tenido que adaptarse a dichas circunstancias. Es importante también tener en cuenta las especificidades que tiene cada año respecto a la demanda y a la generación de electricidad para poder comparar la evolución de la convergencia de forma adecuada en cada caso.

En segundo lugar, el análisis llevado a cabo es bastante global en el sentido de que se analiza el conjunto del periodo y para todas las horas del día. El análisis se habría podido, por tanto, completar con un estudio diferenciado por meses (según la estación, invierno o primavera por ejemplo) o por horas (según se trate de horas de alta demanda (de 08h00 a 20h00) o de baja demanda (de 20h00 a 8h00) de acuerdo con el operador de mercado EPEX, (EPEX (2022)). Ese tipo de estudio ha sido realizado en otros trabajos (Corona (2018)) y de forma general la información aportada por esos estudios más exhaustivos era bastante limitada.

Por último, conviene señalar las limitaciones que pueden darse debido a la calidad de los datos, algo que es habitual en los estudios basados en los mismos aunque, en este caso, esta limitación no debe tener un gran impacto ya que las informaciones relativas a los precios suelen conocerse de forma muy precisa y rara vez son revisados a posteriori (como puede ser en el caso de otras magnitudes como las previsiones de

demanda o de generación de electricidad). Sin embargo, si es importante mencionar que las distintas extracciones que se han realizado de la plataforma de transparencia de ENTSO-E si (en distintos momentos) han mostrado algunas variaciones (aunque fueran mínimas) a lo largo del tiempo.

Capítulo 6

Modelos explicativos de la convergencia del mercado eléctrico en la región CWE con el mecanismo FBMC

El objetivo de este capítulo es presentar los modelos desarrollados en el marco de este trabajo de investigación para identificar y entender cuáles son los principales factores de la convergencia de precios en el mercado eléctrico y de la congestión en la red eléctrica de la región CWE con el mecanismo FBMC.

La construcción de los modelos se realiza siguiendo la metodología presentada en el Apartado 4.5. De este modo, el estudio comienza con un análisis preliminar que permite entender mejor cómo evoluciona la convergencia absoluta de precios (variable $Convergence_{CWE}$) respecto a las distintas variables explicativas y que constituyen la base de datos descrita en el Apartado 4.2 y, a continuación, se presenta la construcción y la estimación de los dos modelos explicativos desarrollados en el presente trabajo (modelos *Random Forest* (Bosque Aleatorio) y *Probit*).

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

Es importante tener en cuenta que, en el presente capítulo, únicamente se considerarán los datos a partir de la implementación del FBMC, es decir, del 21 de mayo de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2018 (ambos inclusive). De este modo, las referencias en este capítulo a los años 2015, 2016, 2017 y 2018 deben entenderse dentro de dicho periodo.

La Figura 6.1 permite visualizar el conjunto de etapas llevadas a cabo en este capítulo.

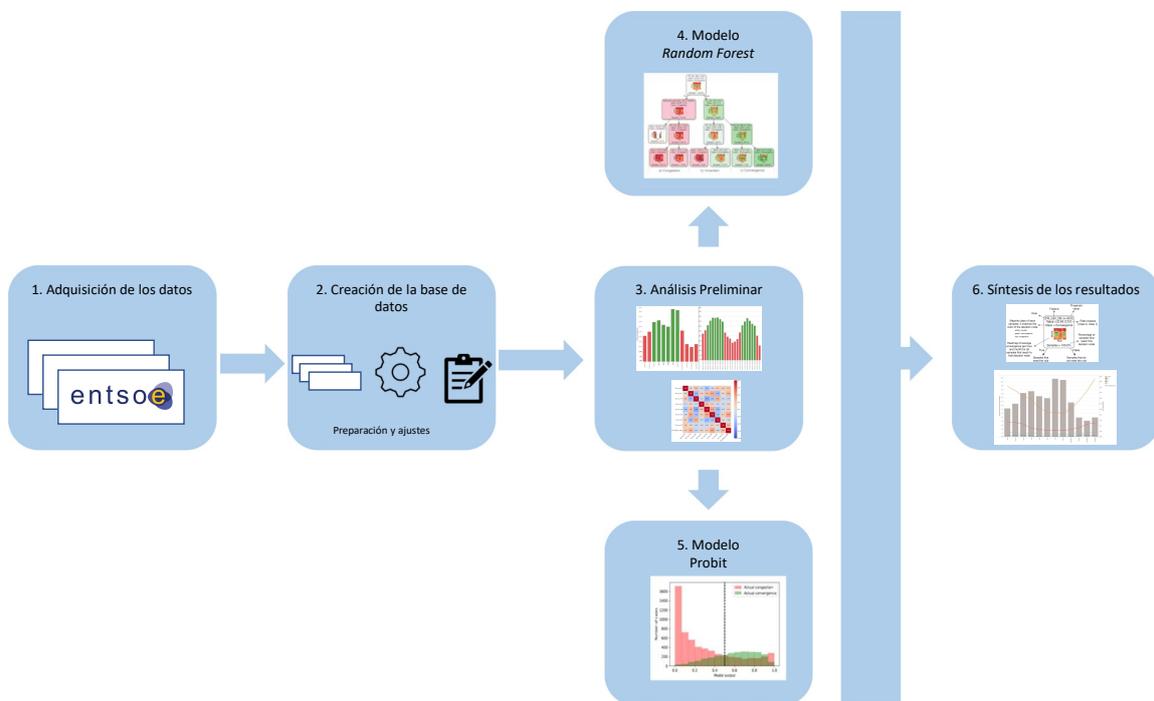


Figura 6.1: Secuencia de etapas para el estudio de la convergencia en la región CWE con el mecanismo FBMC (*Fuente: Elaboración propia*)

Contenido

6.1	Análisis preliminar	189
6.1.1	Comprensión y descripción de la evolución de la convergen- cia en la región CWE	189
6.1.2	Análisis de correlaciones	194
	Correlación con variables relativas a los precios	195
	Correlación con variables relativas a la demanda y a la pro- ducción de electricidad	197
	Correlación con variables relativas a los intercambios co- merciales de electricidad	203
	Análisis general de correlaciones	204
6.2	Estimación del modelo <i>Random Forest</i>	208
6.2.1	Efecto del diseño experimental	209
	Efecto del número de estimadores	209
	Resultado para los distintos esquemas de aprendizaje	210
6.2.2	Análisis de los atributos seleccionados	212
6.2.3	Análisis y resultados del modelo	216
	Identificación de las reglas de congestión	216
	Funcionamiento de los árboles de decisión	219
6.2.4	Límites de la metodología	231
6.3	Estimación del modelo <i>Probit</i>	231
6.3.1	Estimación del modelo	232
	Estimación de los coeficientes y comprensión del modelo	232
	Determinación del umbral para determinar la estimación del modelo	242

*CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL
MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC*

6.3.2	Análisis y resultados del modelo	246
6.3.3	Identificación de los principales factores de convergencia de precios	256
6.3.4	Límites de la metodología	263
6.4	Síntesis de los resultados de los modelos explicativos de la conver- gencia	265

6.1. Análisis preliminar

En este primer apartado, se estudia con más detalle la evolución de la convergencia absoluta en la región CWE tras la implementación del FBMC. El objetivo es entender mejor su comportamiento y cuál es su relación con las distintas variables de la base de datos que se ha construido para el presente estudio y que fue presentada en el Capítulo 4. Este análisis preliminar se basa en la metodología descrita en el Apartado 4.5.1, siendo fundamental para entender mejor la estimación y los resultados de los modelos que se presentan más adelante en este capítulo.

6.1.1. Comprensión y descripción de la evolución de la convergencia en la región CWE

En primer lugar, la Tabla 6.1 da una visión de las distintas situaciones de convergencia después de la implementación del FBMC en la región CWE. En esta tabla, las situaciones de *Convergencia total* corresponden a las situaciones en las que el precio es el mismo en todas las zonas de oferta de la región (es decir, cuando la variable $Convergence_{CWE}$ vale 1), las situaciones de *Convergencia parcial* corresponden a situaciones en las que al menos dos zonas de oferta tienen el mismo precio (pero excluyendo las situaciones de *Convergencia total*, y las situaciones de *Congestión total* corresponden a situaciones en las que todos los precios son distintos¹.

Durante el conjunto del periodo de estudio, la convergencia se da de media en un 32.6% de los casos. Ese porcentaje aumenta incluso al 34.0% si se excluyen los datos de 2015 que, como ya se mencionó en el Capítulo 5, fue un año en el que se dieron algunas situaciones excepcionales respecto a la demanda y a la generación de electricidad (especialmente durante los meses de primavera/verano). A partir de 2016,

¹La convergencia parcial se corresponde por tanto a aquellas situaciones en las que el grado de convergencia es 1, 2 ó 3. Las situaciones de congestión hacen referencia a cuando el grado de convergencia es 0.

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

Tabla 6.1: Situaciones de convergencia tras la implementación del FBMC

	2015*	2016	2017	2018	conjunto del periodo**
Convergencia total	26.0 %	34.7 %	34.3 %	32.8 %	32.6 %
Convergencia parcial	16.8 %	21.8 %	23.7 %	14.7 %	19.5 %
Congestión total	57.2 %	43.5 %	42.0 %	52.5 %	47.9 %

* A partir del 21 de mayo donde el FBMC ya estaba implementado

** Del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre de 2018

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

la convergencia total presenta una mayor estabilidad. Respecto a la congestión total, el valor medio durante el periodo de estudio es 47.9 %, con valores especialmente elevados en los meses de 2015 incluidos en el estudio y en 2018. Este aumento de las situaciones de congestión parece hacerse en detrimento de las situaciones de convergencia parciales mientras que el impacto en la convergencia total es más bien marginal.

Además de tener una visión de la evolución de la convergencia media para cada año, es también muy importante entender (y explicar) la evolución que tiene la convergencia absoluta a lo largo del año y del día, ya que ésta no es uniforme a lo largo de estos horizontes temporales. Cada año puede tener sus particularidades respecto a situaciones excepcionales, tanto desde el punto de vista de la demanda como de la generación de electricidad, pero es posible establecer tendencias generales de evolución de la convergencia a lo largo del año (por meses) y del día (por horas). La Figura 6.2 y la Figura 6.3 muestran dicha evolución por meses y por horas respectivamente y, además, muestran los resultados de una clasificación de clúster realizada para dos grupos. Los resultados de dicha clasificación se encuentran en la Tabla 6.2 y, en ambos casos, muestran que la separación en dos grupos (grupo de alta convergencia en verde y grupo de baja convergencia en rojo) es estadísticamente significativa a los niveles usuales.

En el caso de la evolución a lo largo del año, los resultados de esta clasificación permiten identificar claramente dos periodos del año distintos: de marzo a agosto, con un alto nivel de convergencia (variando entre 35 % y 52 %) y de septiembre a febrero, con un bajo nivel de convergencia y por tanto un alto nivel de congestión

6.1. ANÁLISIS PRELIMINAR

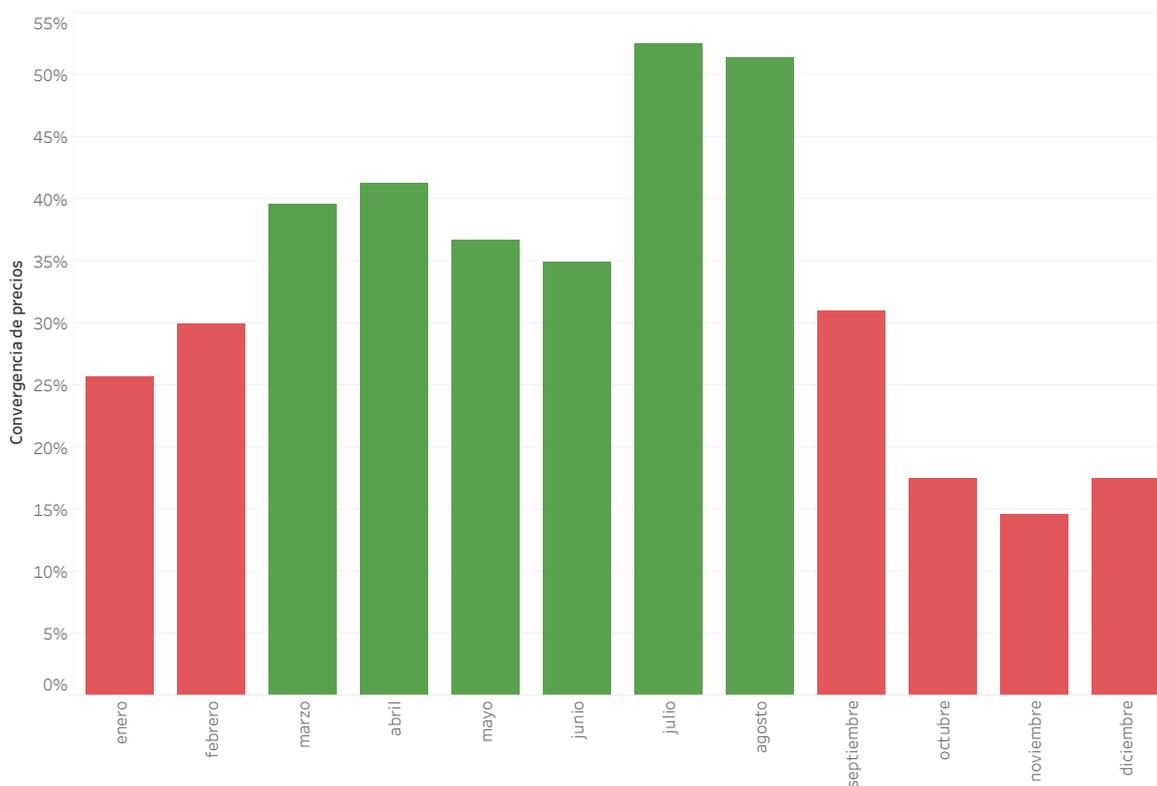


Figura 6.2: Clústeres de convergencia de precios absoluta media en la región CWE por meses después de la implementación del FBMC (Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)



Figura 6.3: Clústeres de convergencia de precios absoluta media en la región CWE por horas después de la implementación del FBMC (Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

(variando entre 15 % y 31 %). En el caso de excluir los datos de 2015, el grupo de alta convergencia se extiende de marzo a septiembre (Corona et al. (2022)), pudiéndose comprobar como el mes de septiembre es el mes que presenta una mayor convergencia en el grupo de meses de baja convergencia. Estos resultados muestran, por tanto, que la congestión aumenta durante los meses de otoño e invierno. Durante esos meses se produce un aumento muy importante de la demanda de electricidad en Francia debido al elevado uso que se hace de la electricidad para la calefacción en los hogares respecto a las otras zonas de la región CWE. Según datos de Eurostat, en 2019, el uso de electricidad para calefacción representaba 12.7 % en Francia, mientras que dicho uso era tan solo de 1.7 %, 2.5 % y 3.1 % en Alemania, Países Bajos y Bélgica respectivamente, (Eurostat (2022)). En consecuencia, la demanda de electricidad en Francia aumenta de forma muy significativa durante esos meses², insistiendo siempre el gestor de la red de transporte en Francia en sus informes anuales en este fenómeno de *termosensibilidad* de la demanda en Francia, especialmente visible para temperaturas inferiores a 15°C (RTE (2020)). Además de una demanda especialmente importante en Francia, esos meses corresponden a los meses de mayor producción de energía eólica (fuente de energía situada principalmente en Alemania³). La existencia de estos dos fenómenos tiende, por tanto, a crear situaciones de desequilibrio en la región CWE que tienen como consecuencia una mayor ocurrencia de situaciones de congestión.

Tabla 6.2: Resultados del algoritmo de clasificación para la evolución de la convergencia total

	Análisis por meses	Análisis por horas
Valor medio grupo alta convergencia	42.7 %	40.0 %
Valor medio grupo baja convergencia	22.7 %	23.7 %
p-valor	0.025	0.0003

Fuente: Elaboración propia

El caso de la evolución horaria de la convergencia es también muy interesante. Los grupos de alta y baja convergencia presentan una alternancia a lo largo del día, con una evolución bastante continua (para el grupo de alta convergencia, el valor medio

²La Figura 4.10 muestra que la demanda total en Francia es incluso ligeramente superior a la de Alemania durante los meses de diciembre y enero.

³Ver Figura 4.15 y Heide et al. (2010).

varía entre 35 % y 44 %, y para el grupo de baja convergencia el valor medio varía entre 15 % y 31 %). La congestión se concentra principalmente durante las horas de trabajo, a partir de la 9h00 y hasta las 16h00, y durante el periodo de horas entre las 22h00 y las 02h00. En este caso, desde el punto de vista de la demanda de electricidad, las horas de trabajo corresponden a las horas de mayor demanda y también coinciden con las horas durante las cuales la producción de energía solar es mayor (principalmente en Alemania). El desequilibrio generado de esta forma en la red eléctrica de la región CWE podría explicar el aumento significativo de la congestión durante esas horas del día. Respecto al aumento de la congestión tras las 22h00, la explicación parece que se encuentra principalmente del lado de la demanda de electricidad. En efecto, Francia y en menor medida Bélgica, son dos países en los que el uso de la electricidad para calentar el agua sanitaria es muy importante. Según datos de Eurostat, en 2019, el uso de electricidad en los hogares para este propósito era de 49.1 % y de 31.5 % en Francia en Bélgica respectivamente mientras que era de tan solo 13.0 % y 4.1 % en Alemania y Países Bajos, (Eurostat (2022)). El calentamiento del agua es una forma de almacenar energía y, por tanto, se suele realizar durante las horas en las cuales la demanda es menor para tratar de minimizar las variaciones de demanda de electricidad a lo largo del día. El descenso de la demanda de electricidad en los hogares de la región CWE empieza alrededor de las 22h00 ó 23h00 y es en ese momento en el que la mayor parte del calentamiento del agua empieza a realizarse. Por estas razones, la demanda en Francia (y también Bélgica) adquiere un peso mayor a partir de esas horas en la región CWE. Este fenómeno, hace incluso que la demanda de electricidad en Francia entre las 23h00 y las 02h00 sea mayor que la de Alemania en términos absolutos (como se puede comprobar en la Figura 4.11), lo que no ocurre durante el resto del día y por un margen muy importante. Estos desequilibrios pueden por tanto explicar el aumento de la congestión que se da durante esas horas en la región CWE.

A modo de resumen, el mapa de calor de la Figura 6.4 (ya presentado en el Apartado 4.3) permite visualizar de forma simultánea los dos tipos de evolución de la

convergencia (por meses y por horas) descritos previamente. La concentración de la convergencia en los meses de marzo a septiembre y entre las 02h00 y 9h00 por un lado y entre las 16h00 y 22h00 por otro, aparece de forma muy clara.

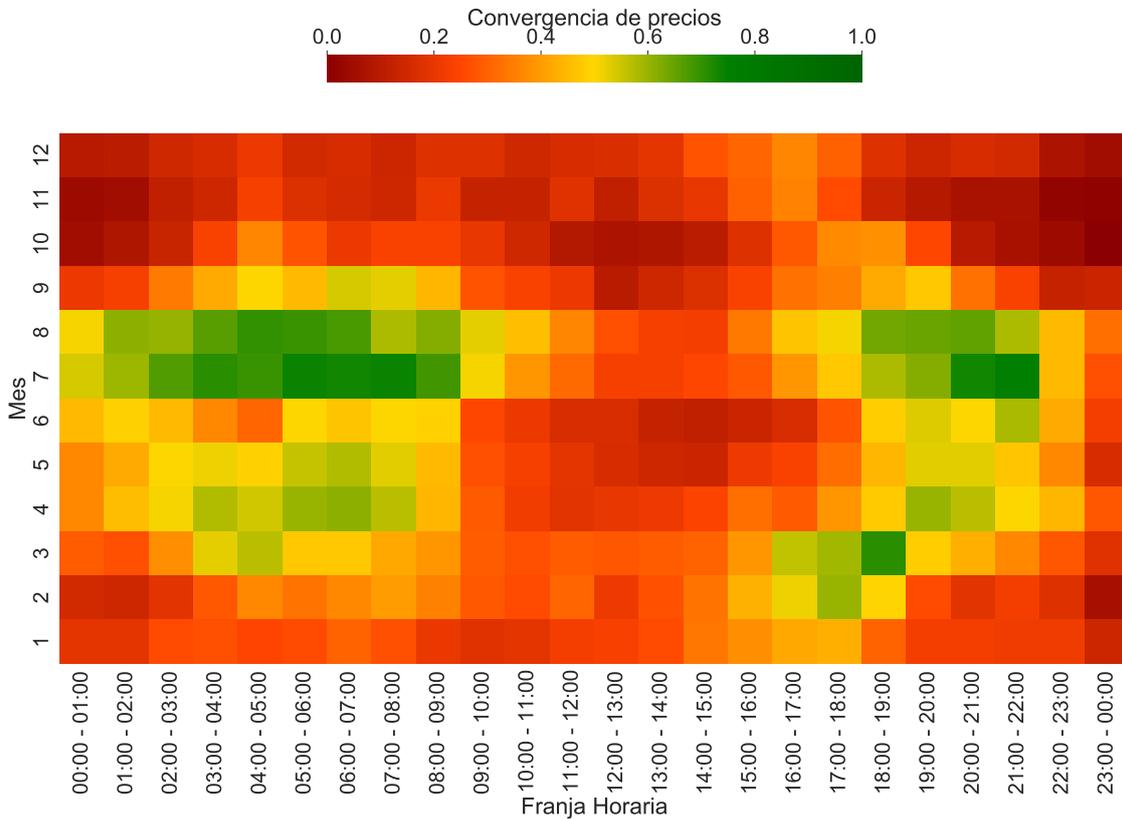


Figura 6.4: Convergencia horaria media por meses después de la implementación del FBMC (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*).

6.1.2. Análisis de correlaciones

A continuación se presenta un estudio de correlaciones de algunas de las principales variables que componen la base de datos. Este estudio se divide en varias secciones y está orientado principalmente hacia la comprensión de las variables que tienen un impacto sobre la convergencia (o la congestión de precios en la región CWE), pero también analiza las correlaciones que existen entre las variables del mismo tipo que componen la base de datos. Los gráficos de correlaciones presentados en este apartado se basan en la correlación de Spearman (que depende menos del orden de magnitud de

las cantidades analizadas al basarse en el rango de los datos y no en su valor) pero los mismos gráficos basados en la correlación de Pearson pueden encontrarse en el Anexo F⁴, presentados en el mismo orden. Salvo mención de lo contrario, las correlaciones se calculan desde el 21 de mayo de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2018, fechas en las que ya se había implementado el FBMC.

Correlación con variables relativas a los precios

En primer lugar se realiza un estudio de correlaciones con las variables relativas a los precios (tanto de precios por zonas como de diferencias de precios⁵). Los resultados se presentan en el mapa de calor de la Figura 6.5 para la correlación de Spearman. En primer lugar destaca la importante correlación positiva que existe entre los precios de las cuatro zonas que componen la región CWE (especialmente de Bélgica con Francia y Países Bajos), siendo esto es una señal positiva respecto a la convergencia.

Respecto a las diferencias de precios, algunos de los resultados ya fueron comentados en el estudio de la evolución de la convergencia entre antes y después de la implementación de la convergencia presentado en el Capítulo 5. Se puede comprobar como durante el conjunto del periodo, la correlación entre la diferencia de precio entre Alemania y Bélgica y la diferencia de precios máxima en la región CWE es la más importante. Destaca también la considerable correlación positiva que existe entre estas dos últimas variables y la diferencia de precios que hay entre Alemania y Francia. Este resultado parece confirmar el comportamiento a veces similar que pueden tener Bélgica y Francia respecto a la convergencia de precios en la región.

Por último, respecto a la convergencia absoluta en la región CWE ($Convergence_{CWE}$), se puede señalar que, sin sorpresas, la diferencia de precios máxima presenta una correlación negativa muy significativa con dicha variable. Además de esta variable, las

⁴Como se puede comprobar, ambos resultados son muy similares.

⁵Ver Tabla 4.15 para la definición de las distintas diferencias de precios.

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

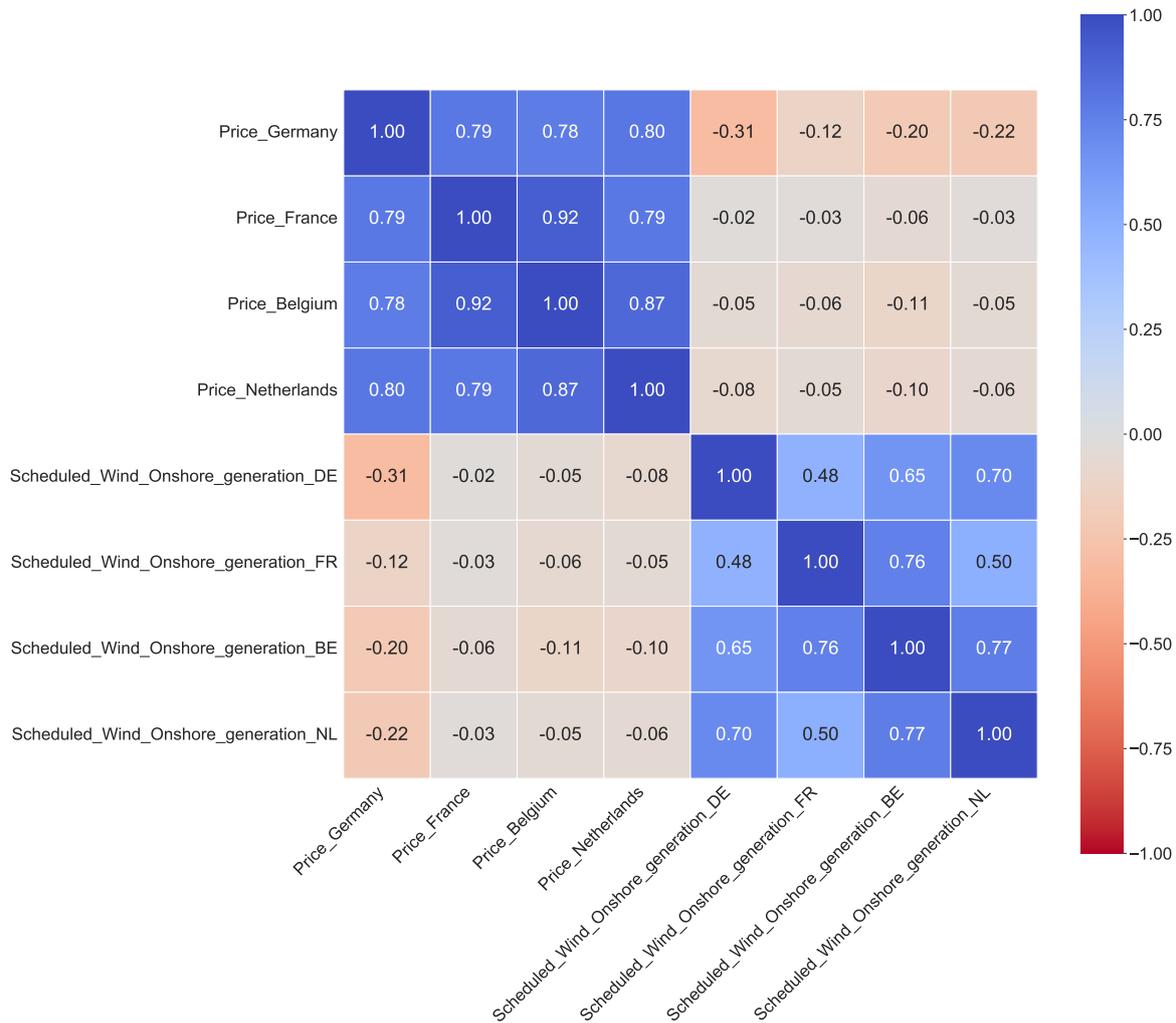


Figura 6.5: Correlación de Spearman entre las variables relativas a los precios después de la implementación del FBMC (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

diferencias de precios de las distintas zonas con Alemania (empezando por Bélgica) son las variables que presentan una mayor correlación negativa con la convergencia de precios⁶. Estos resultados ponen de manifiesto el importante rol que juega Alemania respecto a la convergencia de precios en la región CWE. Esta observación tiende a ser confirmada cuando se mira la correlación de la convergencia de precios con los niveles de precio absolutos, ya que el precio en Alemania es la única variable de precio absoluto que presenta una correlación positiva con la ocurrencia de situaciones de convergencia.

⁶Es importante señalar también que el signo positivo de la correlación entre la diferencia de precios existente entre la variable NL_com_FR_PRICE_DIFFERENCE y la variable de convergencia absoluta se debe a que el precio medio de Francia es ligeramente inferior al que se da en los Países Bajos durante el periodo de estudio.

Sin embargo, es difícil poder deducir mucho más de lo observado para las variables de precio absoluto.

Correlación con variables relativas a la demanda y a la producción de electricidad

El mapa de calor de la Figura 6.6 presenta las correlaciones entre la convergencia absoluta de precios y las variables relativas a la demanda (*Day_ahead_load_forecast*) y generación de electricidad (*Scheduled_generation*), así como del desequilibrio existente entre ellas (*Generation_balance*).

De forma general, las correlaciones entre las variables de demanda y de generación de electricidad son bastante importantes. Sin embargo, este análisis permite identificar algunas particularidades. Por ejemplo, en el caso de la demanda de electricidad, la demanda en Francia es la que presenta una menor correlación con las otras variables de demanda de electricidad. Este resultado parece confirmar las peculiaridades que ya han sido mencionadas respecto a la demanda de electricidad en Francia (tanto a lo largo del día para el calentamiento del agua sanitaria, como a lo largo del año por el importante porcentaje de calefacción de tipo eléctrico que hay en ese país). Respecto a la generación de electricidad específicamente, se puede observar que las correlaciones existentes entre estas variables son también positivas aunque de forma menos significativa que en el caso de la demanda (esto es especialmente cierto en el caso de Países Bajos). Además, las correlaciones cruzadas entre demanda y producción de electricidad ponen de manifiesto un resultado muy interesante y es que esta correlación cruzada es especialmente importante en el caso de Francia y Alemania (con un valor de 0.92 y 0.90 respectivamente), mucho más elevado que el observado para Bélgica y Países Bajos. Esto tiene sentido ya que Alemania y Francia son los mayores productores y consumidores de la región CWE (incluso de la Unión Europea) y, por tanto, es lógico que su sistema eléctrico este más equilibrado que el de los demás países, como Bélgica

o Países Bajos. Para los países o zonas de oferta más pequeñas es más fácil depender (en términos relativos) de los intercambios transfronterizos y menos de su producción para cubrir la demanda de electricidad.

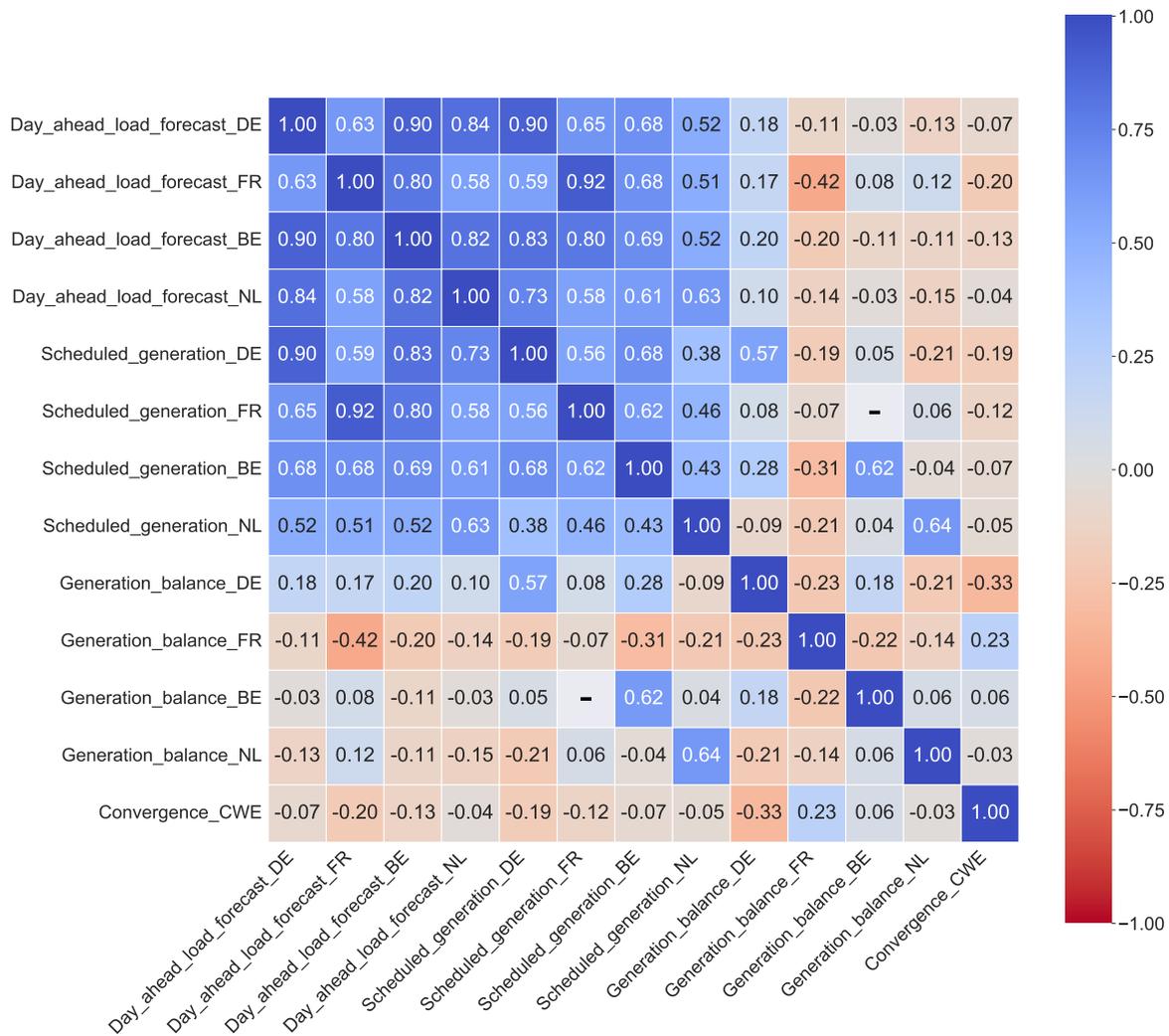


Figura 6.6: Correlación de Spearman entre las variables relativas a la demanda y generación de electricidad globales después de la implementación del FBMC (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

Respecto a los desequilibrios entre producción y demanda medidos a través de la variable *Generation balance*, destaca el caso de Francia, ya que es el único que presenta una correlación negativa (aunque muy leve) con la generación de electricidad (para las otras zonas, dicha correlación es claramente positiva). Además, la correlación del desequilibrio con la demanda de electricidad en dicho país es también la más negativa de todas. Esto no hace sino confirmar las características particulares que tiene

Francia respecto a estos aspectos del mercado eléctrico y, en especial, parece destacar el importante papel que juega la demanda de electricidad en Francia en este contexto. Con la convergencia de precios, el importante papel de Alemania y Francia queda nuevamente de manifiesto: el desequilibrio entre producción y demanda de electricidad en el primero es la que tiene la correlación negativa más importante con la convergencia y, en el caso del segundo, dicha correlación es la más positiva. Los resultados indican que esta observación se debe principalmente a la importante correlación negativa de la producción en Alemania y de la demanda en Francia con la convergencia (con unos valores de -0.19 y -0.20 respectivamente).

El mapa de calor de la Figura 6.7⁷ muestra los resultados del análisis de correlaciones obtenido considerando el conjunto de variables relativas a la demanda y a la producción de electricidad (incluyendo la solar, la eólica terrestre y la eólica marina). Los resultados relativos a la producción de energía renovable son los que se presentan con mayor detalle en este análisis. En este sentido, destaca la importante correlación existente entre las variables relativas a la producción de energía solar: estos niveles son extremadamente altos y parecen confirmar que cuando hay sol en una zona de la región CWE es muy probable que también haga sol en las otras zonas de la región (y al contrario, que cuando no hay sol en una zona, es probable que tampoco haya sol en las otras zonas). A nivel práctico, esto supone que una diversificación de las fuentes de energía es necesaria y que no se puede contar únicamente con la energía solar (ni en general con un único tipo de medio de producción existente en la actualidad) para asegurar el suministro de energía. Este nivel de correlación es también muy importante en el caso de la energía eólica, tanto marina como terrestre y entre ellas también. Como en el caso de la energía solar, esto parece indicar que, en un principio, no es posible contar con las zonas fronterizas para producir energía eólica cuando no hay viento en una zona dada.

Entre los distintos tipos de fuentes renovables presentados en este análisis (solar

⁷Se recuerda que en el caso de Francia, la producción de energía eólica marina es nula.

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

y eólica) destaca también la correlación negativa que existe. Este resultado es muy interesante ya que muestra una complementariedad de estos dos tipos de energía. Sin embargo, esta correlación negativa se debe principalmente a las diferencias que se dan a lo largo del año (entre los meses de verano y los meses de invierno) ya que de todas formas, a lo largo de día, la producción de energía solar es siempre nula cuando ya no hay sol. De este modo, la complementariedad de estas dos fuentes de energía debe considerarse en todos sus aspectos y no sólo desde una perspectiva global, que podría conducir a conclusiones equivocadas.

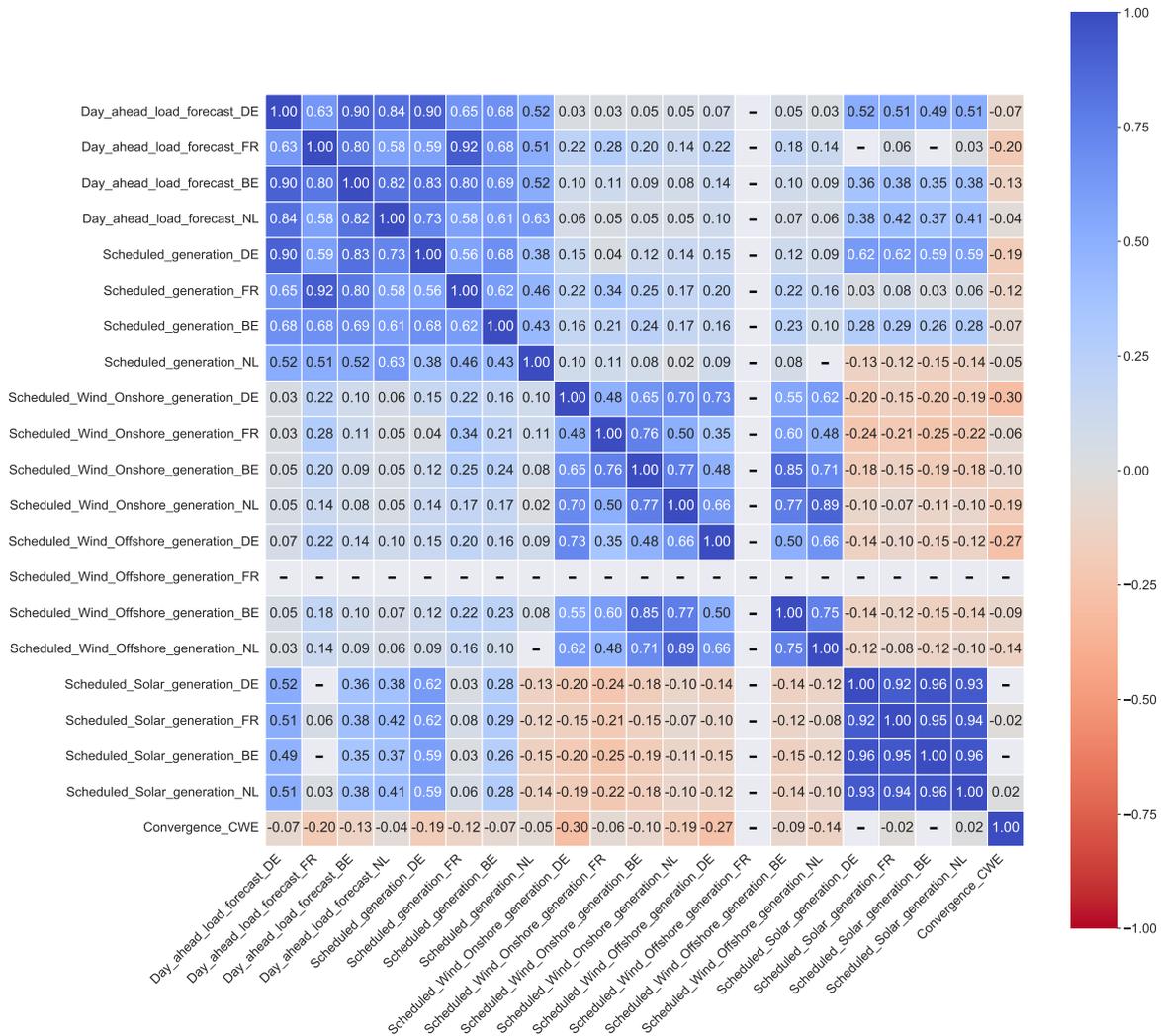


Figura 6.7: Correlación de Spearman entre las variables relativas a la demanda y generación de electricidad incluyendo renovables después de la implementación del FBMC (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

En el caso de la energía solar, destaca también la importante correlación positiva

que existe entre esta fuente de energía y la demanda de electricidad, excepto en el caso de Francia en cuyo caso dicha correlación no es ni siquiera significativa en algunos casos (como puede verse abajo a la izquierda del mapa de calor de la Figura 6.7). De forma general, este resultado es la consecuencia de que la actividad humana (y por ende la demanda de electricidad) es más intensa durante las horas del día en las que hay luz solar. En el caso de Francia, la distorsión observada se debe sin duda a las peculiaridades de la demanda en Francia que, como ya se ha señalado anteriormente, tiende a aumentar a primeras horas de la noche debido a la necesidad de calentar el agua en los calentadores eléctricos durante esas horas. Respecto a la generación de electricidad, la correlación positiva es especialmente importante en el caso de Alemania (y en menor medida en Bélgica), lo que demuestra el importante peso que tiene esta fuente de energía en la zona alemana.

En el caso de la energía eólica, la correlación es siempre positiva con la demanda y la producción de electricidad globales, pero de forma mucho más modesta que lo observado en el caso de la energía solar. En este caso, destaca también la figura de Francia, con valores ligeramente más importantes que el resto, tanto en el caso de la demanda como de la producción. Esto se debe probablemente al hecho de que estas últimas tienden a aumentar en Francia durante esos meses, de la misma manera que lo hace la energía eólica (tanto terrestre como marina).

Con respecto a la convergencia, la Figura 6.7 muestra la importante correlación negativa que tiene la energía eólica (tanto terrestre como marina) producida en Alemania. Esto indica que una fuerte producción de energía eólica tiende a generar situaciones de congestión. Los resultados relativos a la energía solar no permiten sacar demasiadas conclusiones ya que los valores de dicha correlación son extremadamente bajos e incluso no significativos en el caso de Alemania y de Bélgica.

Por último, y para concluir el análisis gráfico de las correlaciones relativas a las variables de producción y demanda de electricidad, el mapa de calor de la Figura 6.8

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

muestra los resultados del análisis de correlaciones para las variables de producción de energía eólica terrestre, solar respecto al desequilibrio de producción (y para la convergencia de precios). En este último caso, lo interesante es estudiar las correlaciones existentes entre las variables de producción de electricidad renovables y el desequilibrio de producción, ya que todos los demás resultados han sido comentados con los demás gráficos.

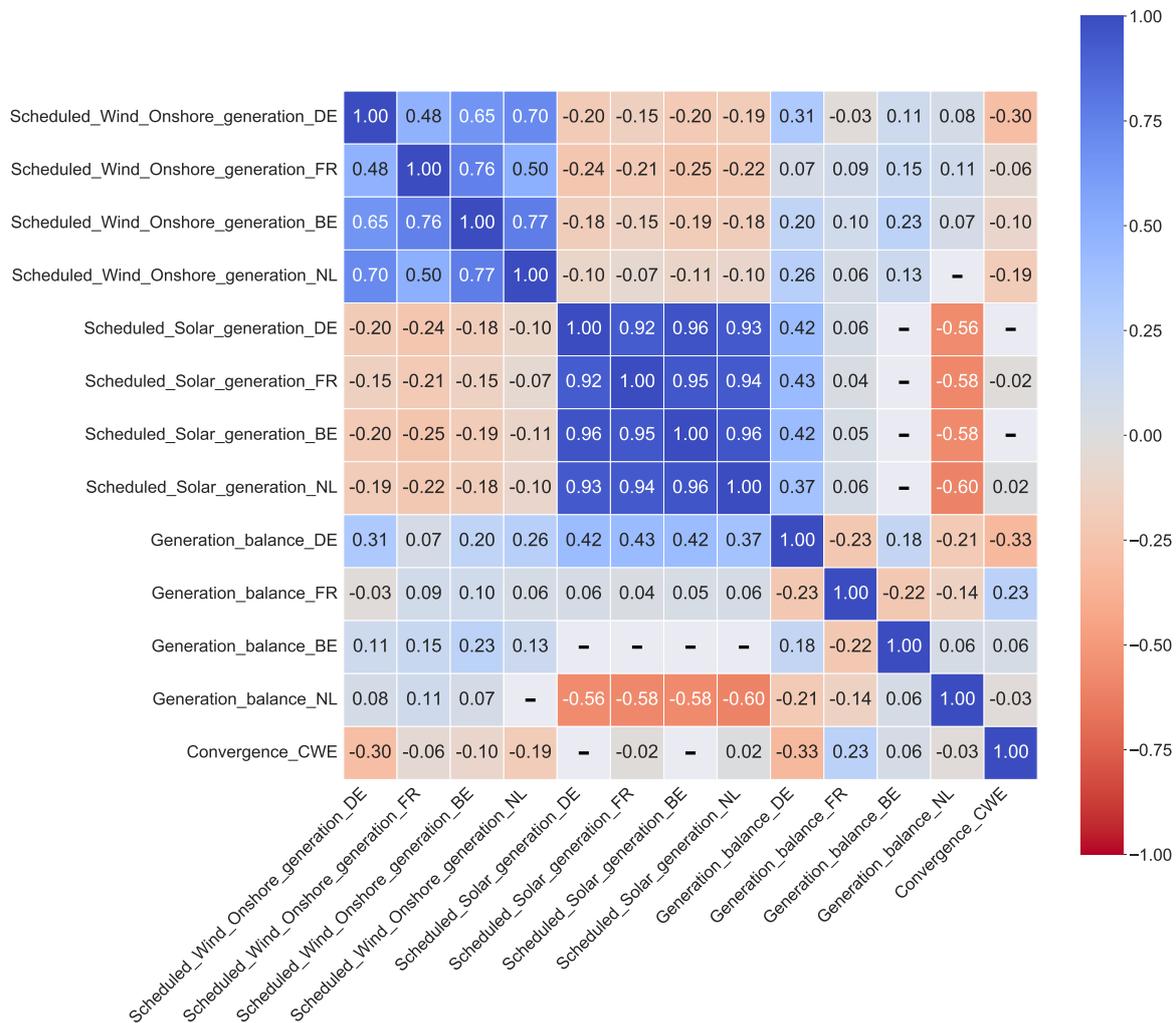


Figura 6.8: Correlación de Spearman entre las variables relativas la generación de electricidad renovable y al desequilibrio de producción después de la implementación del FBMC (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

De este modo, la Figura 6.8 permite observar la importante correlación que existe entre la producción de energía renovable (tanto solar como eólica) y el desequilibrio entre producción y demanda de electricidad en Alemania. Este resultado indica que el

desequilibrio que se produce en Alemania entre producción y generación de electricidad puede deberse de forma significativa a una importante producción de energía tanto solar como eólica. Dicho de otra forma, esto parece indicar que Alemania produce más de lo que consume cuando la producción de energía solar y/o eólica de ese país aumenta. Se recuerda que este tipo de energía se inyecta de forma prácticamente sistemática en la red debido a su coste marginal nulo y que, por tanto, es normal que cuando se produce mucha energía de este tipo el desequilibrio entre producción y demanda tienda a aumentar. En el caso del desequilibrio que se da en los Países Bajos, destaca la importante correlación negativa con la energía solar, debiéndose esto en realidad al aumento de la demanda de electricidad que se da en los Países Bajos durante las horas de mayor actividad (es decir, durante las horas en las que hay sol) mientras que la producción se mantiene a un nivel estable entre el día y la noche.

Además de los gráficos presentados anteriormente, el lector puede encontrar en las Figuras G.1 y G.2 del Anexo G un breve análisis que permite evidenciar el efecto de las energías renovables sobre el precio de la electricidad en el mercado mayorista durante el periodo considerado en el presente trabajo. Este efecto, conocido como efecto de las energías renovables sobre el orden de mérito (*merit order effect of renewables*) y descrito en el Apartado 2.2.2, se analiza en el caso de la energía eólica terrestre mediante un análisis de correlaciones similar a los ya presentados en este apartado.

Correlación con variables relativas a los intercambios comerciales de electricidad

El mapa de calor de la Figura 6.9 muestra los resultados del análisis de correlaciones entre las variables relativas a los intercambios comerciales y la convergencia de precios absoluta en la región CWE. Se recuerda que la Tabla 4.15 incluye el significado de las variables que aparecen en este mapa de calor.

Estos resultados permiten visualizar las relaciones que existen entre algunos inter-

cambios comerciales. Por ejemplo, destaca la importante correlación entre FR_com_DE y BE_com_NL , por un lado, y con FR_com_BE por otro. Esto parece indicar que cuando Francia exporta electricidad a Alemania, también se da la situación de que está exportando electricidad hacia Bélgica y de que Bélgica está exportando electricidad a Países Bajos. De igual modo, los resultados del análisis de correlaciones tienden a indicar que cuando Alemania exporta electricidad a Francia, los Países Bajos tienden a hacer lo propio con Bélgica y que este último tiende a exportar también electricidad a Francia. Este tipo de razonamientos permite, por tanto, identificar esquemas de flujos y de intercambios de electricidad que suelen darse en la región CWE y que pueden ser muy útiles para entender las situaciones de convergencia o de congestión que pueden darse en la región CWE.

Respecto a la convergencia, se puede señalar, en primer lugar, la elevada correlación que existe con las exportaciones de electricidad desde Francia hacia Alemania. Esto confirma la importancia del rol que tienen Francia y Alemania respecto a la convergencia de precios en la región CWE, tanto de forma individual como de forma conjunta. Además, este resultado indica que las situaciones en las que Francia exporta electricidad a Alemania son situaciones que tienden a favorecer la convergencia. Un razonamiento similar puede aplicarse a las exportaciones desde Bélgica hacia Países Bajos (posiblemente como consecuencia de la correlación que tienen con los intercambios desde Francia hacia Alemania (FR_com_DE)) y a las exportaciones desde Países Bajos hacia Alemania. En el lado opuesto, las situaciones en las que Alemania exporta electricidad a Francia parecen favorecer la congestión en la región CWE.

Análisis general de correlaciones

A continuación, el estudio de correlaciones se centra principalmente en la relación de la variable de convergencia $Convergence_{CWE}$ con las otras variables, y no tanto en la relación que tienen entre sí las variables de la base de datos. Este análisis se realiza

6.1. ANÁLISIS PRELIMINAR

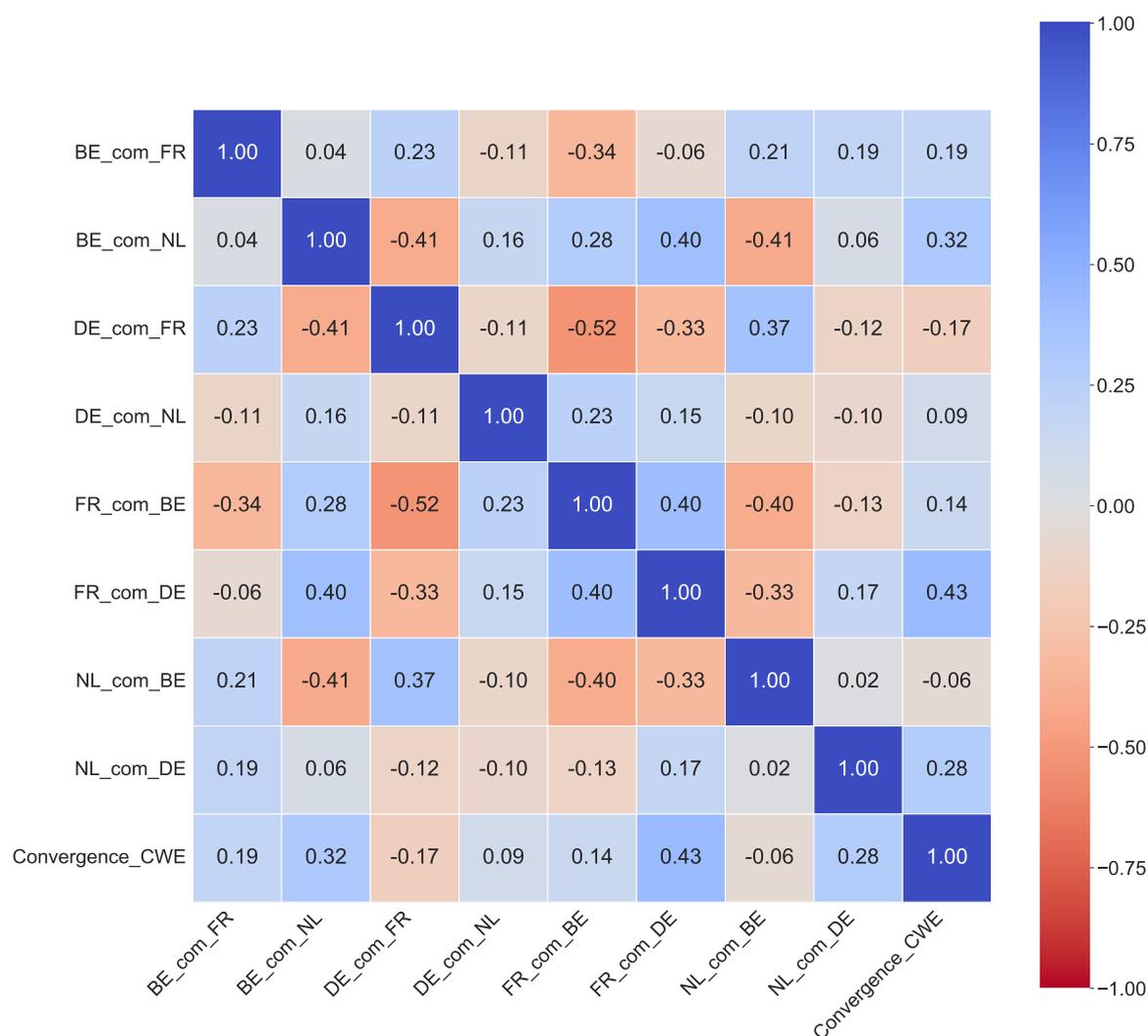


Figura 6.9: Correlación de Spearman entre las variables relativas a los intercambios comerciales después de la implementación del FBMC (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

en dos tiempos: por un lado, se presentan los resultados con las variables de la base de datos utilizada para estimar y construir el modelo *Random Forest* y por otro lado se presentan los resultados del estudio de correlaciones para la base de datos utilizada para la estimación del modelo *Probit*.

La Tabla 6.3 muestra los resultados en el primer caso (base de datos para el modelo *Random Forest*). Como se ha indicado en el Apartado 4.5.2, respecto al conjunto de variables descritas en el Capítulo 4, se incluyen las siguientes variables:

- Temperaturas (Temp_BE, Temp_DE, Temp_FR, Temp_NL),
- Balance de Exportación/Importación de electricidad por zonas en la región CWE (Com_balance_BE, Com_balance_DE, Com_balance_FR, Com_balance_NL),
- Día laborable vs. día festivo (Holiday_BE, Holiday_DE, Holiday_FR, Holiday_NL).

Los resultados muestran que la correlación más importante (tanto de Pearson como de Spearman) se da con los intercambios comerciales desde Francia hacia Alemania (FR_com_DE), con un efecto positivo sobre la convergencia como ya ha sido indicado anteriormente aunque en un periodo de tiempo distinto (aquí sólo se consideran los años 2016 y 2017).

Respecto a las variables de día laborable vs. día festivo (Holiday_BE, Holiday_DE, Holiday_FR, Holiday_NL) se puede señalar el bajo valor de la correlación que, en algunos casos, no es ni siquiera significativa. Estos resultados explican porque dichas variables no se han considerado en el resto del trabajo.

Para el resto de las variables los resultados son similares a los indicados anteriormente.

La Tabla 6.4 muestra los resultados del análisis de correlaciones en el caso de la base de datos utilizada para estimar el modelo *Probit*, de acuerdo con lo descrito en el Apartado 4.5.3. Esta Tabla resume de forma sintética las conclusiones deducidas de los mapas de calor.

Concretamente, destaca el hecho de que las correlaciones de Spearman y de Pearson no arrojan el mismo resultado respecto a la correlación más importante (aunque en general los resultados de estos dos análisis es muy similar en todos los casos). La correlación de Pearson más importante se da con la producción de energía eólica terrestre en Alemania (se trata de una correlación negativa) mientras que la correlación de

6.1. ANÁLISIS PRELIMINAR

Tabla 6.3: Análisis de correlación de la convergencia absoluta $Convergence_{CWE}$ respecto al conjunto de variables explicativas (entre el 1 de enero de 2016 y 31 de diciembre de 2017) - Modelo *Random Fosrest*

Atributo	Pearson	Spearman
Hour	-0.050*	-0.050*
Month	-0.147*	-0.148*
WeekDay	-0.038*	-0.037*
WeekEnd	-0.032*	-0.031*
DE_com_FR	-0.243*	-0.232*
DE_com_NL	0.100*	0.108*
BE_com_FR	-0.025*	0.070*
BE_com_NL	0.172*	0.302*
FR_com_DE	0.364*	0.498*
FR_com_BE	0.189*	0.285*
NL_com_DE	0.200*	0.303*
NL_com_BE	-0.201*	-0.190*
Com_balance_DE	-0.292*	-0.279*
Com_balance_BE	0.059*	0.059*
Com_balance_FR	0.314*	0.326*
Com_balance_NL	-0.172*	-0.186*
Day_ahead_load_forecast_DE	-0.139*	-0.140*
Day_ahead_load_forecast_BE	-0.197*	-0.196*
Day_ahead_load_forecast_FR	-0.292*	-0.304*
Day_ahead_load_forecast_NL	-0.116*	-0.112*
Scheduled_generation_DE	-0.246*	-0.242*
Scheduled_generation_BE	-0.138*	-0.142*
Scheduled_generation_FR	-0.181*	-0.188*
Scheduled_generation_NL	-0.159*	-0.174*
Temp_DE	0.248*	0.252*
Temp_BE	0.244*	0.247*
Temp_FR	0.261*	0.265*
Temp_NL	0.235*	0.234*
Holiday_DE	-0.030*	-0.029*
Holiday_BE	-0.019	-0.019
Holiday_FR	-0.009	-0.009
Holiday_NL	-0.035*	-0.034*

Nota: * p - valor < 0.001, la correlación más importante para cada tipo de análisis se indica en **negrita**.

Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Saez et al. (2019)*

Spearman mantiene el intercambio de electricidad desde Francia hacia Alemania como la variable que presenta un mayor nivel de correlación (positiva en este caso) con la convergencia de precios en la región CWE. Estos resultados preliminares muestran ya la importancia que tiene incluir las energías renovables en el estudio de la convergencia de precios en la región CWE.

Tabla 6.4: Análisis de correlación de la convergencia absoluta $Convergence_{CWE}$ respecto al conjunto de variables explicativas (entre el 5 de mayo de 2015 y 31 de diciembre de 2018) - Modelo *Probit*

Atributo	Pearson	Spearman
Hour	-0.048*	-0.048*
Month	-0.109*	-0.120*
WeekDay	-0.050*	-0.050*
WeekEnd	-0.0470*	-0.0470*
BE_com_FR	0.051*	0.187*
BE_com_NL	0.136*	0.316*
DE_com_FR	-0.193*	-0.166*
DE_com_NL	0.072*	0.087*
FR_com_BE	0.078*	0.138*
FR_com_DE	0.300*	0.426*
NL_com_BE	-0.105*	-0.060*
NL_com_DE	0.188*	0.280*
Day_ahead_load_forecast_BE	-0.133*	-0.132*
Day_ahead_load_forecast_DE	-0.07*	-0.071*
Day_ahead_load_forecast_FR	-0.193*	-0.201*
Day_ahead_load_forecast_NL	-0.041*	-0.038*
Scheduled_generation_BE	-0.063*	-0.066*
Scheduled_generation_DE	-0.196*	-0.193*
Scheduled_generation_FR	-0.115*	-0.124*
Scheduled_generation_NL	-0.045*	-0.051*
Scheduled_Solar_generation_BE	-0.064*	-0.002
Scheduled_Solar_generation_DE	-0.085*	-0.007
Scheduled_Solar_generation_FR	-0.067*	-0.021*
Scheduled_Solar_generation_NL	-0.037*	0.015*
Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE	-0.098*	-0.087*
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	-0.282*	-0.272*
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	-0.143*	-0.142*
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	-0.136*	-0.100*
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	-0.312*	-0.295*
Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR	-0.096*	-0.062*
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	-0.204*	-0.191*

Nota: * p - valor < 0.001, la correlación más importante para cada tipo de análisis se indica en **negrita**.

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

6.2. Estimación del modelo *Random Forest*

En este segundo apartado se presenta la estimación, así como los principales resultados del modelo explicativo *Random Forest*. El principal objetivo de este modelo es identificar y entender mejor cuáles son los principales factores de la congestión en la región CWE tras la implementación del FBMC. La estimación y el análisis de los resultados del modelo se realiza de acuerdo con la metodología descrita en el Apartado 4.5.2 e ilustrada por la Figura 4.18.

Los resultados presentados en esta sección corresponden a los resultados publicados en el artículo Saez et al. (2019) y se recuerda que la base de datos considerada es ligeramente diferente de la descrita en el Capítulo 4. Por ejemplo, sólo se consideran los años 2016 y 2017, no se incluyen datos sobre las energías renovables pero se incluyen las temperaturas por zonas y algunas variables calculadas, como el balance de intercambios comerciales por países.

6.2.1. Efecto del diseño experimental

Para este tipo de modelos es importante evaluar el impacto que tienen los distintos parámetros del diseño experimental. Por ello, en un primer lugar, el análisis del modelo *Random Forest* (RF) se centra en el efecto que tienen los parámetros del diseño experimental en los resultados del modelo. Por un lado, el efecto del número de estimadores presentado en el Apartado 6.2.1 y por otro lado, el efecto de la selección del esquema de entrenamiento o aprendizaje presentado en el Apartado 6.2.1.

La Tabla 6.5 muestra los distintos parámetros considerados en este estudio⁸.

Tabla 6.5: Parámetros usados en el experimento

Parámetro	Valores
<i>estimadores</i>	{10, 50, 100, 500, 1000}
<i>w_{train1}</i>	{1, 2, 3, 4, 6, 12} meses (Esquema 1)
<i>w_{train2}</i>	12 meses + Δw_{test} (Esquema 2)
<i>w_{test}</i>	24 horas
<i>max_atributos</i>	32 (número total de atributos)
<i>oob_score</i>	<i>True</i>
<i>class_weight</i>	<i>balanced</i>

Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)

Efecto del número de estimadores

Se han efectuado experimentos considerando un número de estimadores diferente cada vez (de 10 a 1000 como indicado en la Tabla 6.5), y para los dos esquemas de

⁸El resto de parámetros se dejan con su valor por defecto en la biblioteca Python *scikit-learn*.

aprendizaje. Los resultados muestran que cuantos más estimadores utilizan los RFs, mejores son los resultados medios y menor es también su varianza. Sin embargo, como se muestra en la Tabla 6.6, cuando se consideran más de 50 árboles, los resultados dejan de mejorar significativamente para ambos esquemas ($\nabla F1_Score < 0,01$). De este modo, los resultados presentados más adelante se obtienen considerando 50 estimadores.

Además, esta primera tabla de resultados permite también ver otros indicadores importantes para evaluar la calidad del modelo, como la precisión o el coeficiente kappa. Los niveles de precisión son bastante altos y el valor del coeficiente kappa es satisfactorio (Fleiss et al. (1969)). La mejora de estos indicadores a partir de un número de estimadores superior a 50 es también limitada.

Tabla 6.6: Efecto del número de estimadores (esquema 1: ventana de tiempo deslizante de 12 meses)

# Estimadores	Esquema	Precisión	F1 Score	kappa
10	Deslizante	0.823	0.716	0.589
50	Deslizante	0.831	0.735	0.611
100	Deslizante	0.837	0.744	0.625
500	Deslizante	0.839	0.749	0.631
1000	Deslizante	0.849	0.749	0.631
10	Agregado	0.818	0.704	0.574
50	Agregado	0.837	0.744	0.626
100	Agregado	0.837	0.745	0.626
500	Agregado	0.840	0.752	0.635
1000	Agregado	0.841	0.753	0.636

Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)

Resultado para los distintos esquemas de aprendizaje

En este apartado se analiza el efecto que tiene el esquema de aprendizaje en los resultados del modelo considerando un total de 50 estimadores (es decir, 50 árboles de decisión). Además de examinar los resultados obtenidos con los dos esquemas de aprendizaje mencionados en la metodología (ventana de tiempo **deslizante** y ventana de tiempo **agregada**), en este análisis se muestran también los resultados obtenidos

con otros dos métodos que se suelen utilizar en este ámbito: se trata del *Naive*⁹ y del *k*-NN¹⁰.

A continuación se da una descripción de estos dos enfoques:

- *Naive*: El enfoque *Naive*, también conocido como persistencia en las series temporales, supone que la predicción en el instante t es igual a lo que ocurrió δ horas antes, es decir, en el instante $t - \delta$. En nuestro caso, hemos incluido $t - 24$ y $t - 168$, que corresponden a esperar el mismo comportamiento que ayer y la semana pasada, respectivamente.
- *k*-NN: es un algoritmo no paramétrico que se utiliza habitualmente para el reconocimiento de patrones. En este caso se han considerado ambos esquemas de aprendizaje (agregado y deslizante) y los siguientes números de vecinos: $k = 5, 25, 50, 100, 500$. Los mejores resultados se obtienen con el máximo tamaño de entrenamiento posible ($w_{train} = 12meses + \Delta(24h)$) y con $k = 50$.

El objetivo aquí no es realizar una comparación exhaustiva de los resultados de la predicción con respecto a otras técnicas, sino utilizar los resultados de estos enfoques más clásicos para evaluar y comparar los resultados de los modelos RFs. Los resultados de todos estos modelos se pueden encontrar en la Tabla 6.7.

Como se puede ver en dicha tabla, cuando la ventana deslizante (Esquema 1) alcanza el tamaño máximo de entrenamiento, es decir, 12 meses, los resultados son ligeramente mejores para la opción agregada (Esquema 2), pero estas diferencias no son significativas. Sin sorpresas, todas las combinaciones probadas con RFs superan los resultados obtenidos con los enfoques *Naive* y *k*-NN, arrojando estos resultados dos conclusiones:

- En primer lugar que cuanto mayor es la ventana deslizante utilizada para el

⁹Ingenuo.

¹⁰*k*-vecinos.

Tabla 6.7: Media de los resultados en diferentes escenarios (50 estimadores)

Algoritmo	Esquema	w_{train}	w_{test}	Precisión	F1 Score	kappa
Random Forest	Deslizante	1 mes	24h	0.802	0.704	0.555
Random Forest	Deslizante	2 meses	24h	0.814	0.722	0.583
Random Forest	Deslizante	3 meses	24h	0.817	0.722	0.586
Random Forest	Deslizante	4 meses	24h	0.823	0.726	0.596
Random Forest	Deslizante	6 meses	24h	0.828	0.729	0.604
Random Forest	Deslizante	12 meses	24h	0.835	0.741	0.621
Random Forest	Agregado	12 meses+ $\Delta(24h)$	24h	0.837	0.744	0.626
Näive	-	$t - 24h$	24h	0.720	0.593	0.380
Näive	-	$t - 168h$	24h	0.683	0.545	0.302
k -NN ($k = 50$)	Agregado	12 meses+ $\Delta(24h)$	24h	0.792	0.668	0.519

Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)

conjunto de entrenamiento, mejores son los resultados para todas las métricas.

- En segundo lugar que ambos esquemas son prácticamente equivalentes cuando los tamaños de los conjuntos de entrenamiento iniciales son iguales ($w_{train_1} \simeq w_{train_2}$); las diferencias que se pueden observar no son estadísticamente significativas.

De estos resultados se puede concluir que el esquema de agregación en el que el tamaño del entrenamiento crece cada día y que, por tanto, requiere un tiempo cada vez mayor para el entrenamiento, no mejora de forma suficientemente significativa los resultados finales. Por tanto, el esquema deslizante es el que se considera finalmente para la construcción de los modelos RFs definitivos.

6.2.2. Análisis de los atributos seleccionados

Para determinar la relevancia de un atributo con respecto a la predictibilidad de la variable objetivo (aquí $Convergence_{CWE}$), tal y como se ha descrito en el Apartado 4.5.2, se mide en promedio y para cada atributo, la reducción total de la impureza (o importancia) de Gini normalizada¹¹.

¹¹Esta medida compara el rendimiento de los modelos generados con y sin la variable o atributo. Cuanto mayores sean las diferencias, más importante es la variable.

La Tabla 6.8 presenta la lista de todas las variables incorporadas en el modelo, dichas variables se ordenan según el valor medio de su importancia¹². En primer lugar, cabe destacar que la desviación estándar entre todos los experimentos realizados es extremadamente baja. Esta baja varianza indica una fuerte robustez de los resultados obtenidos para los distintos árboles estimados ya que los resultados son siempre muy similares. Este resultado se explica principalmente porque la importancia de cada atributo se promedia a lo largo de las 365 etapas de aprendizaje del año 2017 (esquema deslizante) y por lo tanto, los casos aislados en los que hay alguna diferencia importante respecto a la importancia de los atributos tienden a diluirse entre la mayoría.

De los modelos de aprendizaje entrenados se pueden extraer dependencias complejas entre las variables explicativas del modelo. Por ejemplo, cuando se comparan los resultados obtenidos para la relevancia de los distintos atributos (ver Tabla 6.8) con los resultados del análisis clásico de correlaciones de Pearson y Spearman (ver Tabla 6.3), se pueden encontrar algunas similitudes pero también diferencias notables. En concreto, el análisis de correlaciones establece valores absolutos más altos para las variables `Day_ahead_load_forecast_FR`, `Com_balance_DE`, `Temp_FR` o `Temp_DE` que para los intercambios comerciales como `NL_com_DE`, `FR_com_BE` o `DE_com_FR`. La principal razón que permite explicar estos resultados es que el análisis de correlación clásico evalúa el impacto que cada variable tiene sobre la variable objetivo de forma independiente mientras que los modelos RFs estimados en este caso son capaces de captar relaciones complejas entre las variables (siendo incluso capaces de identificar redundancias entre ellas). La identificación de estas interdependencias es de gran importancia para comprender los mecanismos que impulsan las situaciones de convergencia y congestión.

Además de identificar y ordenar los distintos atributos según su importancia, es también importante reducir el número de variables explicativas en el modelo para

¹²El significado de todas los atributos presentados en esta tabla se describen en el Capítulo 4, en los apartados generales sobre la base de datos o en el apartado específico a los RFs.

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

Tabla 6.8: Importancia y desviación estándar de los atributos en los árboles aleatorios (RFs)

Variables	Importancia		Desviación estándar
FR_com_DE	0.299		$< 2.9x10^{-2}$
FR_com_BE	0.059		$< 1.3x10^{-2}$
BE_com_FR	0.047		$< 7.6x10^{-3}$
NL_com_DE	0.047		$< 1.8x10^{-2}$
DE_com_FR	0.042		$< 2.6x10^{-3}$
Scheduled_generation_DE	0.038		$< 4.5x10^{-3}$
DE_com_NL	0.036		$< 1.6x10^{-3}$
NL_com_BE	0.036		$< 4.7x10^{-3}$
Scheduled_generation_NL	0.031		$< 5.9x10^{-3}$
Day_ahead_load_forecast_FR	0.028		$< 5.0x10^{-3}$
Com_balance_NL	0.026		$< 2.9x10^{-3}$
BE_com_NL	0.025		$< 5.4x10^{-3}$
Com_balance_DE	0.025		$< 2.7x10^{-3}$
Com_balance_BE	0.025		$< 7.0x10^{-3}$
Hour	0.023		$< 3.5x10^{-3}$
Temp_DE	0.021		$< 1.2x10^{-3}$
Com_balance_FR	0.021		$< 1.9x10^{-3}$
Day_ahead_load_forecast_NL	0.020		$< 2.7x10^{-3}$
Month	0.020		$< 2.8x10^{-3}$
Temp_FR	0.019		$< 2.6x10^{-3}$
Scheduled_generation_BE	0.018		$< 1.5x10^{-3}$
Temp_NL	0.017		$< 2.7x10^{-3}$
Scheduled_generation_FR	0.017		$< 6.0x10^{-4}$
Day_ahead_load_forecast_DE	0.017		$< 9.6x10^{-4}$
Temp_BE	0.015		$< 1.6x10^{-3}$
Day_ahead_load_forecast_BE	0.014		$< 9.8x10^{-4}$
WeekDay	0.010		$< 1.2x10^{-3}$
Holiday_FR	0.001		$< 3.9x10^{-4}$
WeekEnd	0.001		$< 1.1x10^{-4}$
Holiday_BE	0.001		$< 2.0x10^{-4}$
Holiday_DE	0.001		$< 1.1x10^{-4}$
Holiday_NL	0		$< 2.1x10^{-4}$

Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)

conseguir de esta forma mejorar y facilitar el entendimiento de las situaciones de convergencia y de congestión que se dan en la región CWE. Para ello, y como se ha indicado en el Apartado 4.5.2, se realiza una Eliminación Recursiva de los Atributos (*Recursive Feature Elimination*, RFE, (Guyon et al. (2002))). Para garantizar la calidad y la pertinencia de este proceso, es importante que se mantengan las métricas de calidad de la predicción. Este proceso de Eliminación Recursiva de los Atributos consiste en lo siguiente: primero, se estima un bosque aleatorio con n atributos (empezando con todos los atributos), a continuación se calcula la importancia de cada una de las características tal y como se ha explicado anteriormente y, se elimina el atributo con la puntuación más baja antes de volver a empezar el mismo proceso con $n - 1$ variables. Este procedimiento se puede comparar con una selección de modelos paso a paso de tipo *backward*, es decir, hacia atrás.

De esta forma, se pueden obtener árboles más sencillos pero que mantienen, e incluso mejoran, las métricas que permiten evaluar la calidad de los modelos. Los resultados de dicho proceso se pueden observar en la Tabla 6.9. Los mejores resultados para todas las métricas se han encontrado con 13 atributos, es decir, eliminando 19 de los 32 atributos inicialmente considerados. Se puede observar también que es necesario eliminar un cierto número de atributos para poder mejorar las métricas de calidad del modelo (las líneas discontinuas en la Tabla 6.9 identifican las iteraciones intermedias que permiten obtener una mejor precisión que en el caso de considerar todos los atributos). Los RFs consiguen los mejores resultados con dicho número de atributos ya que esta configuración disminuye de forma significativa la dimensionalidad de las variables explicativas pero mantiene a la vez aquellas que son más importantes. En lo sucesivo, se consideran únicamente las 13 variables más relevantes (véase la línea discontinua en la Tabla 6.8).

Tabla 6.9: Eliminación Recursiva de los Atributos

Iteración	# atributos	Precisión	F1 Score	kappa
0	32	0.835	0.734	0.621
5	27	0.831	0.734	0.611
10	22	0.834	0.737	0.617
12	20	0.834	0.741	0.621
14	18	0.838	0.744	0.627
16	16	0.838	0.741	0.624
17	15	0.836	0.738	0.62
18	14	0.837	0.741	0.624
19	13	0.844	0.752	0.639
20	12	0.839	0.743	0.628
21	11	0.832	0.732	0.611
22	10	0.833	0.732	0.612
23	9	0.829	0.726	0.603
24	8	0.825	0.723	0.597
25	7	0.819	0.715	0.584
26	6	0.808	0.706	0.564
27	5	0.796	0.687	0.536

Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)

6.2.3. Análisis y resultados del modelo

El último paso en la estimación de los modelos RFs consiste en explorar los modelos construidos siguiendo los pasos indicados en los apartados anteriores para tratar de identificar cuáles son las variables que tienen un mayor impacto respecto a la congestión. Este proceso se realiza en dos etapas: primero, por medio del análisis de las reglas de decisión más frecuentes y significativas identificadas mediante el entrenamiento de los RFs para identificar la congestión y segundo, mediante un análisis concreto del funcionamiento de árboles simples estimados para un día concreto y que forman parte de los bosques aleatorios.

Identificación de las reglas de congestión

La extracción de información relevante del conjunto de los modelos de aprendizaje generados es una tarea compleja. El objetivo es identificar los patrones de reglas más frecuentes y relevantes considerando una serie de medidas para los distintos atributos. De esta forma, para cada variable se miden las siguientes características:

- **Frecuencia:** el número de veces que la variable aparece en el árbol.
- **Poder de discriminación:** el porcentaje de muestras procesadas por la variable¹³.
- **Nivel medio:** posición media en la que la variable aparece en el árbol (entiéndase nivel de profundidad y para asignar un valor numérico a esta característica se considera que el nivel inicial del árbol es 1 y se va añadiendo una unidad según se va descendiendo en el árbol hasta el cuarto nivel¹⁴).

A continuación se dan algunos detalles e informaciones relevantes sobre estas características. Por ejemplo, es importante tener en cuenta que una variable puede aparecer más de una vez en el mismo árbol, pero en diferentes niveles y con diferentes valores de umbral para tomar una decisión (es decir, para definir una regla decisión). Respecto al nivel medio de una variable, en general, cuanto mayor es, menos importante resulta la variable porque discrimina menos ejemplos. Sin embargo, si aparece más de una vez (y cuando mayor sea su frecuencia), su poder discriminatorio se agrega, y una variable que aparece con más frecuencia en los niveles inferiores puede ser más importante que una menos frecuente pero con una posición media más alta dentro del árbol.

Desde un punto de vista práctico, la Figura 6.10 permite entender la forma de calcular el nivel medio de un atributo que aparece en distintas reglas y en distintos niveles del árbol. Por ejemplo, para calcular el nivel medio del atributo asociado a la regla C que aparece 3 veces en el árbol en los niveles 2, 3 y 4, se realiza el siguiente cálculo: $Nivel_{medio} = \frac{2+3+4}{3} = 3$. Para determinar el valor medio final, este mismo cálculo se realiza para el conjunto de los árboles de decisión generados, es decir, $50 \text{ árboles} \times 365 \text{ días} = 18,250$ en el caso del presente estudio. Como se puede observar, este cálculo se realiza con un número muy importante de árboles y puede ser difícil encon-

¹³Es decir, el porcentaje de muestras respecto al total que la variable va a ver y sobre las que va a poder decidir mediante la regla que contiene dicha variable.

¹⁴No se consideran los niveles más allá del cuarto ya que las reglas más importantes y con mayor poder de discriminación se encuentran en los primeros niveles.

trar patrones de comportamiento generales; sin embargo, en el caso de encontrarse los resultados tienen la ventaja de ser extremadamente robustos, fiables y generalizables.

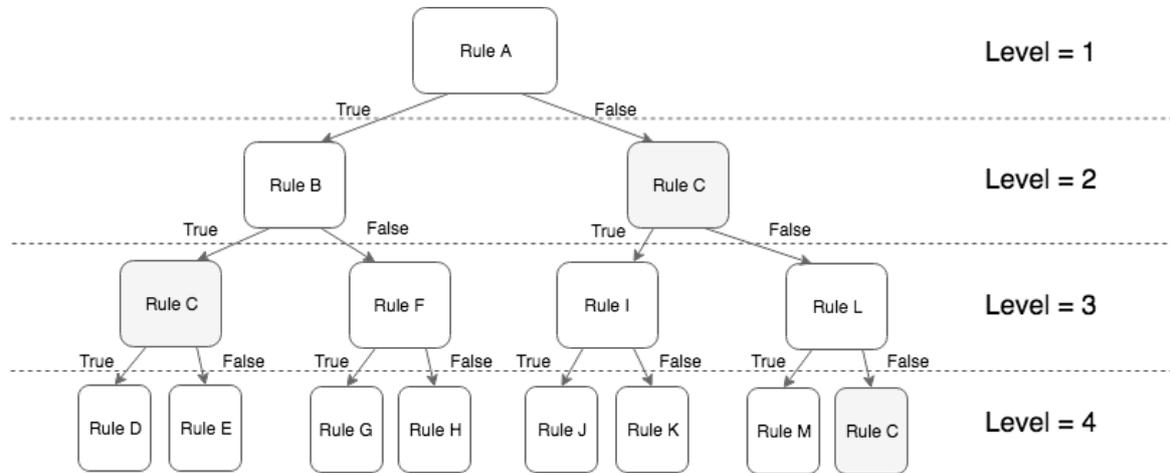


Figura 6.10: Ejemplo de árbol de decisión (*Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)*)

La Tabla 6.10 muestra los resultados del análisis previamente descrito para el conjunto de las variables que se encuentran en los cuatro primeros niveles de todos los árboles explorados. De nuevo, la variable más relevante vuelve a ser la misma que en el análisis de importancia de los atributos, es decir, FR_com_DE. Esta variable, que representa el intercambio comercial programado desde Francia hacia Alemania, aparece en la mayoría de los casos como nodo raíz (nivel 1) y también está presente en los niveles inferiores, teniendo un poder discriminatorio medio del 99,25 %, muy cercano por tanto al 100 %. Es habitual encontrar la misma variable en diferentes niveles del mismo árbol, por ejemplo, puede aparecer en varios niveles de una misma rama para establecer un rango entre dos valores. Este es el caso de FR_com_BE, variable que representa el intercambio comercial de electricidad desde Francia hacia Bélgica. Este atributo aparece 1.8 veces por árbol y pese a que lo haga más bien en los niveles inferiores (con un nivel medio de 3.057), su elevada frecuencia hace que el poder de discriminación agregado resultante se eleve al 36.18 %, siendo de este modo la segunda variable con mayor poder de discriminación.

Además de estos resultados, la Tabla 6.10 muestra que la previsión de demanda de

6.2. ESTIMACIÓN DEL MODELO RANDOM FOREST

Tabla 6.10: Poder de discriminación, frecuencia y nivel medio de los atributos (ordenados por poder de discriminación)

Atributos/Variabes	Frecuencia	Nivel medio	Desviación estándar	Poder de discriminación
FR_com_DE	1.25	1.447	1.008	99.25 %
FR_com_BE	1.80	3.057	0.886	36.18 %
Day_ahead_load_forecast_FR	1.38	2.705	0.969	35.20 %
NL_com_DE	1.53	2.841	0.837	34.50 %
Scheduled_generation_DE	1.25	3.342	0.963	10.70 %
DE_com_NL	0.96	3.263	0.932	10.06 %
Scheduled_generation_NL	0.83	3.419	0.949	8.18 %
DE_com_FR	0.90	3.114	1.024	7.19 %
Com_balance_NL	0.51	3.236	1.002	6.49 %
BE_com_FR	0.69	3.305	1.084	4.10 %
Com_balance_DE	0.66	3.261	1.047	2.66 %
BE_com_NL	0.23	3.468	0.940	1.47 %
NL_com_BE	0.35	3.432	1.042	0.98 %

Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)

electricidad en Francia y el intercambio comercial programado desde los Países Bajos hacia Alemania son la tercera y cuarta variables más importantes según su poder de discriminación, apareciendo en la mayoría de los casos en el segundo nivel del árbol. También es importante señalar que el intercambio comercial desde los Países Bajos hacia Alemania NL_com_DE es la segunda variable más común en el conjunto de los árboles (con una frecuencia de 1.53) después de la variable FR_com_BE que representa el intercambio comercial desde Francia hacia Bélgica (con una frecuencia de 1.80). Estas variables están seguidas de la previsión de producción de electricidad en Alemania pero con unos resultados menos buenos que las variables mencionadas anteriormente. Los resultados de este análisis resultan muy coherentes con los obtenidos en el estudio de la importancia de los atributos en los árboles de decisión (y que se presentaron en la Tabla 6.8). Ello contribuye a reforzar la solidez de los resultados descritos hasta ahora, dando una idea de la robustez y del importante grado de similitud de los patrones encontrados por los distintos árboles que componen el modelo.

Funcionamiento de los árboles de decisión

En este apartado, el objetivo es entender mejor cómo funcionan los árboles de decisión estimados en el presente estudio. Aunque el análisis global presentado en el

apartado anterior ha permitido ya identificar patrones de convergencia, aquí el objetivo será analizar árboles de forma individual para algunos días concretos del año. Este análisis se emplea con frecuencia en este campo para entender en detalle el funcionamiento de los árboles de decisión. Para ello, se ha considerado una semana por estación del año y de esa semana se ha escogido al azar un árbol entrenado para un día concreto. En todos los casos, los árboles elegidos de esta forma tienen los mismos atributos en los nodos principales del árbol y sólo presentan diferencias respecto al umbral que permite definir la regla de un nodo en concreto.

A estos efectos, y para mostrar el importante grado de similitud que presentan estos árboles, a continuación se muestran dos de estos árboles correspondientes a las estaciones más diferentes del año: invierno y verano. Concretamente, los árboles escogidos corresponden a un miércoles, es decir, mitad de la semana, de mediados de diciembre y de mediados de agosto. La Figura 6.11 muestra el árbol entrenado para el 13 de diciembre de 2017 y la Figura 6.12 muestra el árbol entrenado para el 16 de agosto de 2017.

Como puede comprobarse, los atributos en los distintos nodos que componen los dos árboles son prácticamente los mismos (a excepción de un nodo en el tercer nivel del árbol) y tan solo difieren por el valor del umbral asociado a la regla de decisión de cada nodo (pero muy ligeramente). El hecho de tener dos árboles tan similares en dos días del año completamente opuestos implica que las reglas identificadas por los árboles del modelo tienen un elevado nivel de coherencia, reforzando de este modo las conclusiones que se pueden establecer a partir de este modelo.

A continuación se presenta de forma detallada la información que contienen los nodos de los árboles de decisión para poder así interpretar su contenido correctamente. Para ello se considera la Figura 6.13, que muestra de forma detallada la información contenida en cada uno de estos nodos:

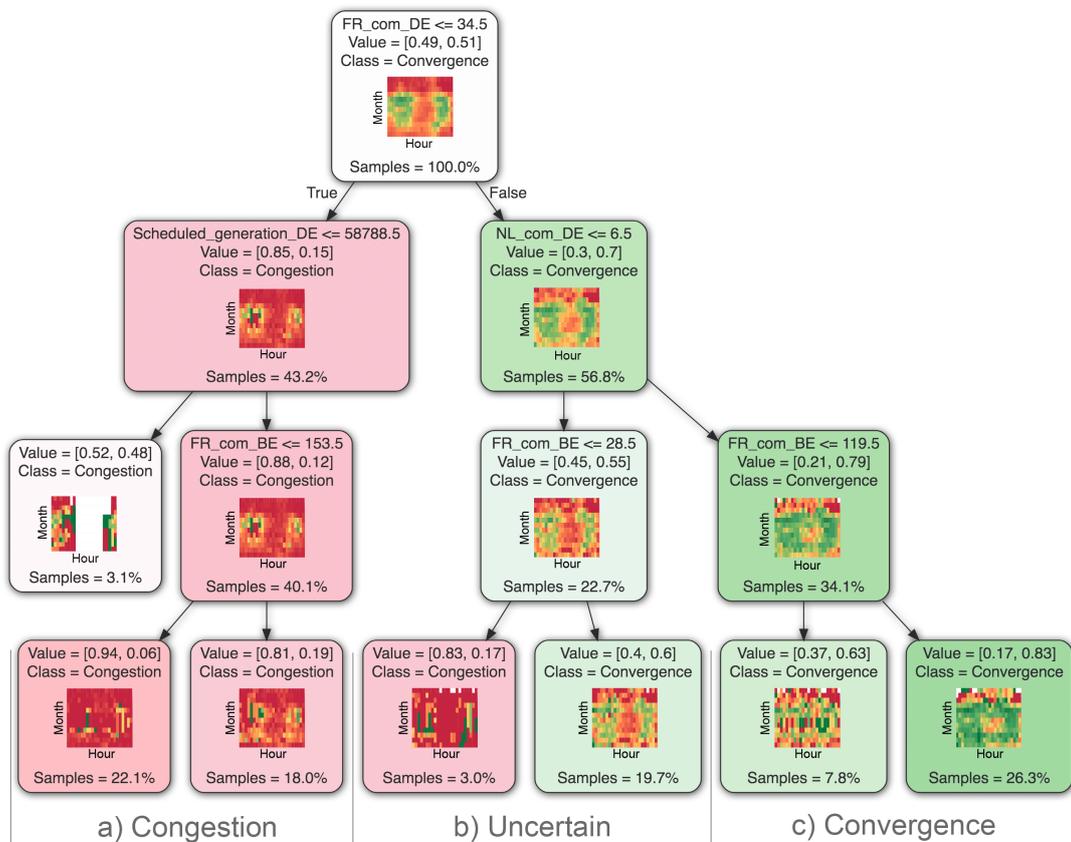


Figura 6.11: Árbol aleatorio de decisión entrenado para el 13 de diciembre de 2017 (Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Saez et al. (2019))

(a) Regla (*Rule*): contiene el valor del umbral para determinar la regla de decisión asociada a la variable seleccionada. Dicho umbral permite, por tanto, determinar cuál es la siguiente rama del árbol que se va a recorrer. Cuando la condición es verdadera se prosigue con el nodo hijo izquierdo y si es falsa se prosigue con el nodo hijo derecho. Los nodos que se encuentran al final de una rama (o nodos hoja) son los únicos que no contienen una regla ya que no tienen nodos hijos. Así, la regla que aparece en la Figura 6.13 puede interpretarse de la siguiente manera: si el intercambio comercial desde Francia hacia Alemania es menor de 34.5 MW, entonces el siguiente nodo es el de la izquierda, en caso contrario se sigue por la rama de la derecha.

(b) Valor (*Value*): indica la proporción de muestras de entrada entre la congestión y

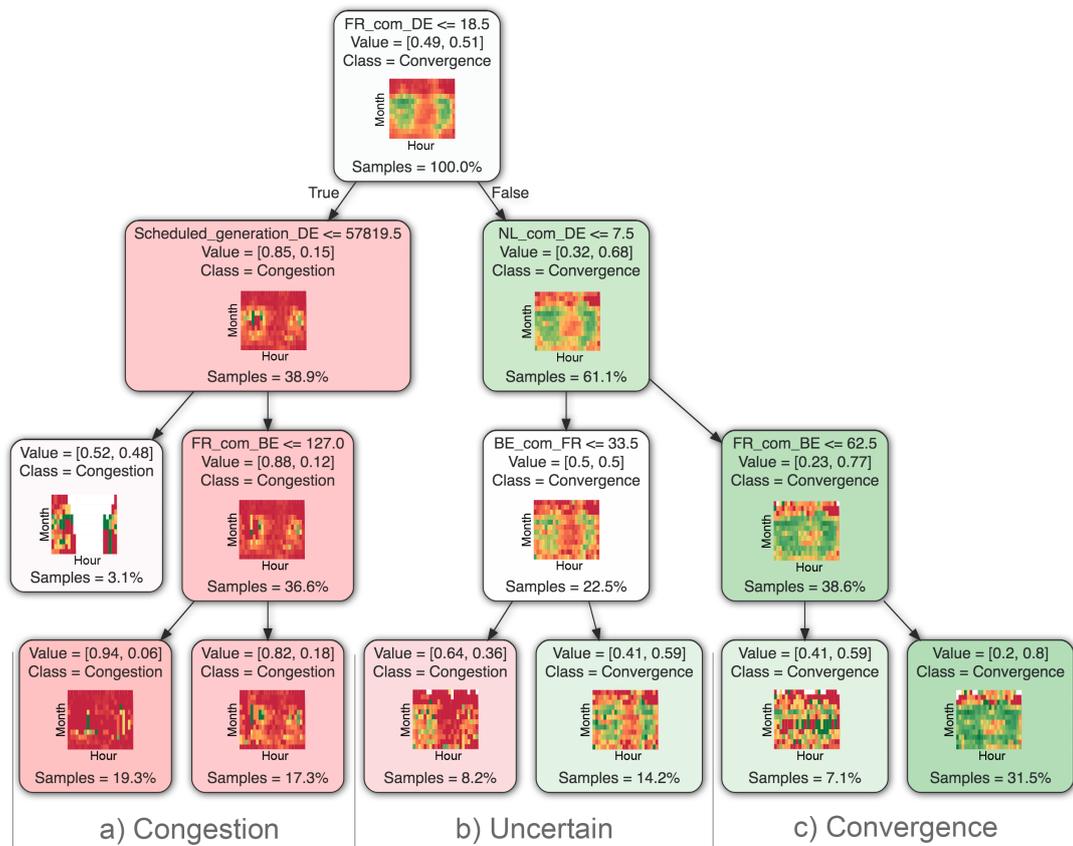


Figura 6.12: Árbol aleatorio de decisión entrenado para el 16 de agosto de 2017 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Saez et al. (2019)*)

la convergencia para un nodo específico. Una distribución de $[0,49, 0,51]$ significa que el 49 % de las muestras de entrada del nodo corresponden a situaciones de congestión y que el 51 % restante pertenecen a la convergencia.

(c) Clase (*Class*): identifica la clase mayoritaria de un nodo (convergencia o congestión), la clase mayoritaria se identifica visualmente con el color del nodo (verde para convergencia y rojo para congestión) y su intensidad depende del desequilibrio entre los casos de congestión y de convergencia. En la Figura 6.13 el nodo se clasifica como de convergencia porque con un 51 % de las muestras es la clase mayoritaria y, en este caso, se identifica con un color blanco por la poca diferencia respecto a la otra clase.

(d) Mapa de calor (*Heatmap*): ilustra gráficamente la convergencia media por hora

y por mes de las muestras de entrada en el nodo¹⁵. En este caso sólo se incluyen los datos del periodo de entrenamiento, es decir, desde un año antes de la fecha del árbol.

- (e) Muestras (*Samples*): indica el porcentaje de muestras que llegan a un nodo. Cuanto mayor sea el número de muestras que llega a un nodo, mayor importancia tendrá dicho nodo. En la Figura 6.13, el número de ejemplos de entrada que llegan a ese nodo es el 100% del total y esto tiene sentido ya que se trata del primer nodo del árbol (es decir, de la raíz). Esta característica está muy ligada al poder discriminatorio de la variable.

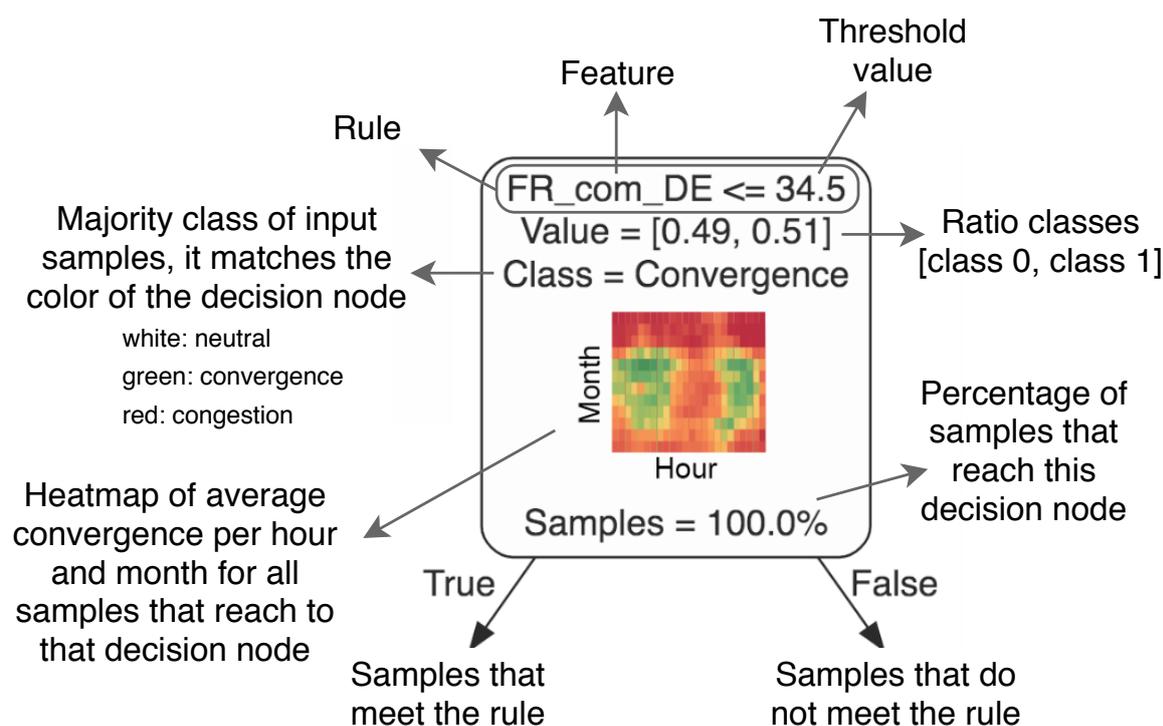


Figura 6.13: Ejemplo de nodo de decisión y descripción de su contenido (*Fuente: Elaboración propia, Saez et al. (2019)*)

En lo sucesivo, el análisis se centra en el árbol del mes de diciembre (Figura 6.11), pero conviene recordar que las diferencias con el del mes de agosto son mínimas. En dicho árbol se puede observar cómo el intercambio comercial entre Francia y Alemania

¹⁵El principio de este mapa de calor es el mismo que el de la Figura 6.4 presentado en el Apartado 6.1.

(FR_com_DE) es la variable más importante para explicar las situaciones de congestión al tratarse de la raíz del árbol. Por lo tanto, el modelo identifica como principal elemento explicativo de las situaciones de congestión en la región CWE, el intercambio comercial existente entre los dos mayores productores y consumidores de la región. Como se puede ver en la Tabla 6.11, el peso relativo de estas dos zonas es extremadamente importante, representado en conjunto un 85% y un 83% de la producción y del consumo de electricidad de la región CWE entre el 2016 y el 2018. Parece por tanto razonable que una variable en la que intervienen estas dos zonas sea la que tenga un mayor impacto para determinar si hay congestión o convergencia de precios en la región CWE.

Tabla 6.11: Producción y demanda de electricidad en la región CWE

País	Producción (TWh)			Demanda (TWh)		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Alemania*	636.5	646.0	621.2	541.4	557.1	544.8
Francia	535.7	531.7	550.6	478.6	477.9	472.0
Bélgica	80.1	81.0	70.0	85.8	87.0	87.2
Países Bajos	135.0	133.7	119.7	119.8	120.6	119.5

* Únicamente Alemania y no el conjunto de la zona de oferta alemana

Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*

De acuerdo con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y tal y como indican en su informe anual *Annual report on the results of monitoring the internal electricity markets in 2016*, el 77% de las situaciones de congestión que se dan en la región CWE están relacionadas con las líneas de transporte de electricidad situadas en Alemania (incluyendo las interconexiones). Además, el 66% de estas situaciones de congestión están directamente relacionadas con líneas internas que se encuentran en la zona geográfica gestionada por Ampirion (Ampirion es uno de los gestores de la red de transporte en Alemania, y que es responsable de la red en la zona fronteriza con Francia), (ACER/CEER (2017)). Con estos datos podría pensarse que la elevada producción de electricidad que se da en Alemania debería permitir identificar con mayor precisión las situaciones de congestión, sin embargo, como ya ha sido mencionado, no es esta variable sino el intercambio de electricidad desde Francia

hacia Alemania (FR_com_DE) la variable que permite discriminar de forma óptima las situaciones de congestión. Para entender mejor estos resultados, se presenta de forma detallada el contenido del árbol del mes de diciembre.

Esta descripción se realiza siguiendo las distintas ramas del árbol y se divide, por tanto, en tres ramas: rama a) congestión, rama b) incertidumbre y rama c) convergencia, tal y como se muestra en la Figura 6.11. A continuación se presenta el análisis:

- **Rama a) Congestión** En el 43.2% casos de la muestra de entrenamiento, el intercambio comercial de electricidad desde Francia hacia Alemania (FR_com_DE) está por debajo de los 34.5 MW, y esto conduce a una situación de congestión el 85% de las veces. En el siguiente nodo de decisión, la variable que interviene es la previsión de producción de electricidad en Alemania y se mira cuando esta es inferior a 58788.5 MW. Esto es cierto para el 3.1% de casos e incluye sólo las horas de baja demanda (de 19:00 a 9:00), como puede comprobarse en el mapa de calor del nodo hijo asociado. Como tanto la generación como la demanda de electricidad disminuyen, la previsión entre la congestión (52%) y la convergencia (48%) es incierta. Lo más probable es, sin embargo, que la generación alemana esté siempre por encima del valor umbral previamente indicado, creciendo en este caso las probabilidades de congestión hasta el 88% del tiempo (junto con la condición del nodo anterior para la variable FR_com_DE). En el siguiente nodo se identifica la característica FR_com_BE (intercambio comercial de electricidad de Francia a Bélgica) con un valor umbral de 153.5 MW como regla de decisión. Ambos resultados incluyen nodos en los que predomina la congestión, pero en este caso es más elevada cuando FR_com_BE está por debajo del umbral, lo que significa que Francia no vende más de 153.5 MW a Bélgica. Ambos nodos representan el 40.1% de la muestra total.

Dado que la congestión suele producirse debido a las líneas de transmisión de electricidad en Alemania, para entender e interpretar de forma adecuada estas

situaciones, es importante tener en cuenta la estructura de producción de energía¹⁶ (es decir, el mix energético) de dicho país. Alemania¹⁷ está inmersa en una ambiciosa transición energética, conocida como *Energiewende*, con la que pretende cerrar todas sus centrales nucleares en 2022 y que al menos el 80 % de toda la energía producida proceda de energías renovables de aquí a 2050. El fomento de las energías renovables está en consonancia con las orientaciones de la política energética de la UE, pero tiene un importante inconveniente en cuanto a la convergencia de precios ya que su carácter intermitente introduce una gran volatilidad en la red eléctrica. Concretamente, la potencia instalada de energía eólica y solar en Alemania fue del 45.80 % en 2016 y del 48.70 % en 2017, mientras que la generación real fue del 21.30 % y del 25.80 % respectivamente.¹⁸ La integración de estas fuentes de energía renovable tiene un impacto mayor en la región CWE, ya que estas fuentes producen electricidad a coste cero en el contexto del mercado diario (Conseil français de l'énergie (2014); Phan and Roques (2015)). De esta forma, la electricidad producida por estas fuentes de energía renovable es siempre más competitiva que la producida por fuentes de energía convencionales (en el contexto del mercado diario de la electricidad).

Por lo tanto, cuando Alemania genera mucha electricidad, se debe principalmente a la elevada producción de electricidad de las centrales eólicas y solares, que no siempre se puede predecir con exactitud. Estas situaciones suelen provocar situaciones de congestión ya que con este sistema productivo los periodos de alta producción de electricidad no tienen por qué coincidir necesariamente con los periodos de alta demanda de electricidad en Alemania. Esto ha llamado incluso la atención de algunos investigadores que han estudiado la disparidad existente entre el desarrollo de la producción de energía renovable en Alemania y la construcción de las nuevas líneas eléctricas de la red de transporte (Málek

¹⁶Se recuerda que en el Apartado 2.3 se dan algunos detalles sobre las estructuras productivas de los distintos países que componen la región CWE.

¹⁷Aquí, "Alemania" se refiere sólo a Alemania, no a toda la zona de oferta que incluye Austria y Luxemburgo.

¹⁸Fuente: Fraunhofer ISE.

et al. (2018)). Además del importante desarrollo de las energías renovables en Alemania, los bajos precios del carbón y del CO₂ durante los años en los que se realiza este estudio¹⁹ han contribuido también de forma importante a favorecer la competitividad de las instalaciones de producción de electricidad en Alemania y, por tanto, han tendido también a favorecer este tipo de situaciones de congestión. Por último, el despacho prioritario de las energías renovables por el gobierno alemán en particular (Trittin (2001)) y por la Comisión Europea en general (European Union (2019a))²⁰, contribuye también a favorecer estas situaciones de congestión. Por todo esto, se puede decir que el hecho de considerar de forma específica la producción de energía eólica y fotovoltaica constituye un aspecto clave para la gestión de las situaciones de congestión.

En un contexto en el que la electricidad renovable se inyecta en la red independientemente de la demanda de electricidad real, es necesario tener en cuenta la flexibilidad del sistema eléctrico para garantizar un suministro continuo de electricidad (Goutte and Vassilopoulos (2019)), tanto desde el lado de la oferta (centrales eléctricas convencionales que pueden modular su producción en función de las limitaciones técnicas de cada tipo de central) como desde el lado de la demanda, por ejemplo a través de empresas agregadoras (Lampropoulos et al. (2018)).

En el escenario anteriormente descrito, en el que se da una generación de grandes cantidades de electricidad a buen precio en Alemania, es razonable considerar que Alemania no importará electricidad de Francia (es decir, que se va a encontrar un valor cero o bajo para la variable `FR_com_DE`). Por tanto, tiene sentido que el árbol de decisión sitúe a la variable asociada al intercambio comercial programado de Francia a Alemania en el primer nivel para discriminar entre convergencia y congestión. La previsión de generación de producción en Alemania considerada

¹⁹En la actualidad -2022- esto es menos cierto.

²⁰Aunque en la actualidad el despacho prioritario se garantice para cada vez menos centrales de producción de energía a partir de fuentes renovables, en la práctica debido al coste marginal nulo que tienen muchas de estas energías la situación no cambia demasiado.

de forma individual, aunque también es un buen indicador de la convergencia, está sometida a la influencia de muchas otras variables, como el precio y la demanda prevista en la zona de oferta alemana (ACER/CEER (2015)), por lo que se posiciona en niveles inferiores del árbol.

Finalmente, el último nivel de la rama de congestión permite identificar las situaciones en las que la demanda de electricidad en Francia es tan alta que sólo puede exportar una cantidad muy limitada de electricidad a Bélgica (mientras importa electricidad de Alemania). Esta situación tiende a potenciar, por tanto, las situaciones de congestión, sin olvidar que de todas formas cuando se llega a este nodo las situaciones de congestión son ya predominantes.

- **Rama b) Incertidumbre** Cuando la variable FR_com_DE es superior a 34,5 MW, la probabilidad de convergencia es mayor, aunque en este caso el resultado final estará muy condicionado por la existencia o no de un intercambio comercial desde los Países Bajos hacia Alemania (NL_com_DE) y desde Francia hacia Bélgica (FR_com_BE). Si los valores de estas dos variables son inferiores a 6.5 MW y 28.5 MW respectivamente, la probabilidad de congestión aumenta hasta el 83 % (si bien es cierto que estos casos son muy minoritarios en el conjunto de la muestra, al representar únicamente el 3 % del total). Sin embargo, si NL_com_DE está por debajo del umbral pero que FR_com_BE está por encima, lo más probable es que se produzca una situación de convergencia (un 60 % de las veces), y este escenario representa el 19,7 % de la muestra, mucho más frecuente que la anterior situación.
- **Rama c) Convergencia** La convergencia de precios aumenta hasta el 79 % de los casos cuando las variables FR_com_DE y NL_com_DE están por encima de los valores correspondientes a sus umbrales respectivos, lo que representa el 34.1 % de la muestra de entrenamiento. Esta rama genera un tercer nivel en el que FR_com_BE es la variable sobre la que se establece una regla de decisión con un umbral de 119.5 MW. En los nodos del último nivel, la convergencia es el

resultado más probable (un 79 % de los casos), aunque esta última es mucho más intensa cuando la variable `FR_com_BE` está por encima del valor del umbral, es decir, que Francia vende más de 119.5 MW de electricidad a Bélgica. En este caso, las situaciones de convergencia representan un 83 % del total de las muestras que llegan a ese nodo.

Ambas ramas b) y c) corresponden a situaciones en las que Alemania necesita importar electricidad desde Francia por encima de un cierto valor, lo que implica que la generación alemana no es tan alta como en la rama a), reduciendo de esta forma las situaciones de congestión. Cuando Francia exporta electricidad a Alemania, es más probable que se produzca una convergencia de precios porque la producción de electricidad en Francia es mucho más estable (en el sentido de que su variabilidad es menor debido a la elevada proporción que representa la producción de energía nuclear en Francia²¹) que la producción de electricidad alemana. Por lo tanto, al contrario de lo que ocurre cuando Alemania exporta electricidad a Francia, es más común obtener convergencia de precios cuando Francia exporta electricidad a Alemania.

El mismo tipo de razonamiento puede aplicarse a los intercambios comerciales entre los Países Bajos y Alemania (y que aparecen en el nivel 2 del árbol): el hecho de que los Países Bajos exporten electricidad a Alemania es también un buen indicador de la convergencia de precios en la región CWE, ya que dicha variable también está ligada de forma muy importante a la producción de electricidad en Alemania. Sin embargo, resulta lógico que esta variable no sea tan importante como la de los intercambios comerciales entre Francia y Alemania, ya que la generación y la demanda de electricidad de los Países Bajos son muy inferiores a las de Francia.

En la rama de incertidumbre, si los Países Bajos no exportan a Alemania (o si exportan un valor muy bajo), la congestión o la convergencia dependerán

²¹Véase el Apartado 2.3 para más detalles.

principalmente del intercambio comercial desde Francia hacia Bélgica, siendo la congestión más probable por debajo del valor umbral, y la convergencia más probable en caso contrario. Es decir, que cuando Francia importa electricidad tanto de Alemania (nodo del primer nivel) como de Bélgica (nodo del tercer nivel), la probabilidad de que se den situaciones de congestión aumentan considerablemente.

Por último, en la rama de convergencia, los intercambios comerciales tanto de Francia a Alemania como de los Países Bajos a Alemania están por encima del umbral asociado a cada caso, y la convergencia se produce en este caso un 79 % de las veces. Esta situación refleja una menor producción de las fuentes de energía renovable en Alemania conduciendo de esta forma a una reducción de la congestión.

El análisis de este árbol en particular permite identificar de forma explícita algunos mecanismos que permiten entender por qué se dan situaciones de congestión o de convergencia tras la implementación del mecanismo FBMC. Además, este árbol del 13 de diciembre permite visualizar mejor algunos de los resultados presentados en el análisis global de los resultados de este modelo, como por ejemplo los presentados en la Tabla 6.10. En este caso, el rol diferenciado entre la variable `FR_com_DE`, que aparece sobre todo en el primer nivel, y la variable `FR_com_BE`, que aparece varias veces pero en niveles más bajos del árbol. Respecto al árbol del mes de agosto, los resultados son bastante similares. Hay algunas diferencias mínimas respecto a los valores de los umbrales y en la rama que corresponde a las situaciones de incertidumbre. En este último caso la variable que aparece en el tercer nivel de esta rama no es la misma que en el mes de diciembre (ver Figura 6.12): `BE_com_FR` en vez de `FR_com_BE`. Aunque sean diferentes, estas dos variables están muy relacionadas entre si ya que representan uno u otro sentido de los intercambios comerciales de electricidad que se dan entre Francia y Bélgica y, por tanto, representan una realidad similar.

6.2.4. Límites de la metodología

La metodología de análisis basado en *Random Forests* propuesta tiene algunas limitaciones que es conveniente abordar de forma adecuada. En primer lugar, los datos utilizados para el entrenamiento del modelo de aprendizaje deben tener un número significativo de muestras. Los escenarios con pocos datos pueden llevar fácilmente a la construcción de modelos sesgados con reglas poco robustas. En esta parte del análisis, se han considerado 17.544 instancias, que representan datos horarios de 2 años completos (2016 y 2017), con dimensiones procedentes de 4 zona geográficas diferentes y con 5 fuentes distintas (precios, intercambios comerciales, demanda total, generación y datos de meteorología). Otra cuestión importante es la calidad y la cantidad de variables o atributos considerados. Una mayor dimensionalidad significa más complejidad para el modelo, pero al mismo tiempo puede servir para identificar interacciones más complejas entre las variables que componen el modelo (y, por tanto, revelar situaciones que pueden resultar más interesantes). A este respecto, los modelos RFs considerados en este estudio permiten medir la importancia de cada variable y compararla al resultado de un análisis clásico de correlaciones de Pearson o Spearman para contextualizar de esta forma el resultado. Sin embargo, la introducción de más variables en el modelo, como una información meteorológica más detallada, la generación de energía renovable por países o los intercambios de electricidad externos (fuera de la región CWE), podría mejorar los modelos y conducir a una comprensión más detallada del mercado eléctrico y de cómo todas estas interacciones afectan a la convergencia de precios o no en la región CWE.

6.3. Estimación del modelo *Probit*

En este apartado, se presentan los resultados relativos al modelo explicativo *Probit* para estimar el valor de la variable dicotómica $Convergence_{CWE}$, es decir, de las situa-

ciones de convergencia de precios (o no) en la región CWE. Como en el caso del modelo *Random Forest*, el objetivo de este modelo es contribuir a identificar los principales factores de la convergencia de precios en la región CWE tras la implementación del novedoso y complejo mecanismo FBMC. La presentación de estos resultados se realiza de acuerdo con la metodología descrita en el Apartado 4.5.3 e ilustrada por la Figura 4.20.

Los resultados que se presentan a continuación corresponden a los que se reseñan en el artículo de investigación Corona et al. (2022). Respecto al modelo anteriormente descrito, en este caso se considera el conjunto de la base de datos descrita en el Capítulo 4. En particular, se incluyen los datos relativos a las distintas fuentes de energía renovable (solar, eólica terrestre y eólica marina). En cuanto a los resultados del artículo mencionado anteriormente, se consideran además los datos de 2015 para entender y evaluar de forma más satisfactoria los resultados del modelo.

6.3.1. Estimación del modelo

En este apartado se presentan los resultados de la estimación del modelo *Probit*, incluyendo el conjunto de etapas intermedias. Esta presentación se realiza en dos tiempos, por una lado se presenta la estimación de los coeficientes del modelo y, por otro, se muestra la determinación del valor del umbral para determinar si el modelo predice convergencia o congestión.

Estimación de los coeficientes y comprensión del modelo

En primer lugar se presentan los resultados asociados a la estimación del modelo descrito en la Ecuación (4.1) indicada en el Apartado 4.5.3 de la metodología asociada. Esta primera versión del modelo se denomina **Probit (1) completo**, y la estimación de los coeficientes de dicho modelo aparecen en la Tabla 6.12. Se recuerda que en esta

6.3. ESTIMACIÓN DEL MODELO PROBIT

etapa se consideran únicamente los datos de los años 2016 y 2017.

Tabla 6.12: Estimación de los coeficientes del modelo **Probit (1) completo**

	Probit (1) completo
	<i>Convergence_{CWE}</i>
Intercept	-0.42629***
BE_com_FR	0.11325***
BE_com_NL	-0.09916***
DE_com_FR	-0.05441**
DE_com_NL	0.25344***
FR_com_BE	-0.0653*
FR_com_DE	0.1812***
NL_com_BE	-0.08933***
NL_com_DE	0.1657***
Day_ahead_load_forecast_BE	0.19137***
Day_ahead_load_forecast_DE	0.45685***
Day_ahead_load_forecast_FR	-1.4292***
Day_ahead_load_forecast_NL	-0.01372
Scheduled_generation_BE	0.15908***
Scheduled_generation_DE	-0.43286***
Scheduled_generation_FR	0.89068**
Scheduled_generation_NL	-0.05193*
Scheduled_Solar_generation_BE	0.10943*
Scheduled_Solar_generation_DE	-0.45172***
Scheduled_Solar_generation_FR	0.03988
Scheduled_Solar_generation_NL	0.04191
Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE	0.08587*
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	-0.1937***
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	0.24798***
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	0.13827**
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	-0.73689***
Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR	0.04725
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	-0.10729**

Nota: *** $p < 0.001$; ** $0.001 < p < 0.05$; * $0.05 < p < 0.1$

Fuente: *Elaboración propia*

Como se puede comprobar, en la Tabla 6.12 algunos de los coeficientes asociados a las variables descriptivas del modelo no son estadísticamente significativas a los niveles usuales, es decir, que el p-valor asociado es superior a 0.05. De este modo, y para mejorar la especificación del modelo, se retiran las variables cuyos coeficientes no son estadísticamente significativos.

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

Este procedimiento lleva a eliminar 8 variables del modelo, las cuales se presentan a continuación:

1. FR_com_BE,
2. Day_ahead_load_forecast_NL,
3. Scheduled_generation_NL,
4. Scheduled_Solar_generation_BE,
5. Scheduled_Solar_generation_FR,
6. Scheduled_Solar_generation_NL,
7. Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE,
8. Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR.

Es interesante señalar que todas las variables relativas a la producción de energía solar han sido eliminadas a excepción de la que se refiere a Alemania, lo cual empieza a dar pistas sobre el papel particular que puede jugar esta variable en la estimación de la convergencia. De esta forma, el modelo que se estima finalmente es el que se presenta en la Ecuación (6.1), denominado **Probit (2) completo**, y se muestra en la siguiente página.

$$\begin{aligned}
 P(\text{Convergence}_{CWE,h} = 1) = & \\
 & \alpha_0 \\
 & + \beta_1 BE_com_FR_h + \beta_2 BE_com_NL_h + \beta_3 DE_com_FR_h + \beta_4 DE_com_NL_h \\
 & + \beta_6 FR_com_DE_h + \beta_7 NL_com_BE_h + \beta_8 NL_com_DE_h \\
 & + \gamma_1 Day_ahead_load_forecast_BE_h + \gamma_2 Day_ahead_load_forecast_DE_h \\
 & + \gamma_3 Day_ahead_load_forecast_FR_h \\
 & + \delta_1 Scheduled_generation_BE_h + \delta_2 Scheduled_generation_DE_h \\
 & + \delta_3 Scheduled_generation_FR_h \\
 & + \eta_2 Scheduled_Solar_generation_DE_h \\
 & + \lambda_2 Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE_h \\
 & + \lambda_4 Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL_h \\
 & + \mu_1 Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE_h \\
 & + \mu_2 Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE_h \\
 & + \mu_4 Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL_h
 \end{aligned} \tag{6.1}$$

De la misma forma que en el caso del modelo **Probit (1) completo**, la Tabla 6.13 muestra los valores de los coeficientes estimados del modelo **Probit (2) completo** para determinar el valor $Convergence_{CWE}$. Como se puede comprobar, todos los coeficientes son en este caso estadísticamente significativos. Además de estos resultados, en la Tabla H.1 del Anexo H, se pueden encontrar unos resultados más detallados de la estimación de los coeficientes asociados a los modelos **Probit (1) completo** y **Probit (2) completo**. Concretamente, en dicha tabla del anexo se pueden encontrar los errores estándar robustos de cada coeficiente y además se puede comparar fácilmente el valor de los coeficientes para los dos modelos.

Tabla 6.13: Estimación de los coeficientes del modelo **Probit (2)**

	Probit (2) completo <i>Convergence_{CWE}</i>
Intercept	-0.46459***
BE_com_FR	0.10645***
BE_com_NL	-0.11899***
DE_com_FR	-0.05183**
DE_com_NL	0.2581***
FR_com_DE	0.18814***
NL_com_BE	-0.06761***
NL_com_DE	0.16735***
Day_ahead_load_forecast_BE	0.14805**
Day_ahead_load_forecast_DE	0.42346***
Day_ahead_load_forecast_FR	-1.4273***
Scheduled_generation_BE	0.23109***
Scheduled_generation_DE	-0.45312***
Scheduled_generation_FR	0.89856***
Scheduled_Solar_generation_DE	-0.28689***
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	-0.20234***
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	0.27806***
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	0.20304***
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	-0.73082***
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	-0.09818**

Nota: *** $p < 0.001$; ** $0.001 < p < 0.05$; * $0.05 < p < 0.1$

Fuente: *Elaboración propia*

Además de considerar la significatividad de cada uno de los coeficientes del modelo, es también muy importante evaluar la bondad global del ajuste realizado con el modelo. Para ello y, como se ha indicado en el apartado de metodología, se considera el *pseudo*- R^2 de McFadden que es un indicador de la bondad del ajuste adaptado a los modelos en los que la variable explicada es binaria. Los resultados para los modelos **Probit (1) completo** y **Probit (2) completo** se pueden encontrar en la Tabla 6.14.

Tabla 6.14: $R^2_{McFadden}$ de los modelos estimados

	Probit (1) completo	Probit (2) completo
$R^2_{McFadden}$	0.304	0.302

Fuente: *Elaboración propia*

Como puede verse en la Tabla 6.14, el valor del *pseudo* - R^2 de McFadden se sitúa en ambos casos en valores prácticamente idénticos y ligeramente superiores a 0.3²². El valor del *pseudo* - R^2 de McFadden puede parecer bajo en comparación a un coeficiente de determinación clásico R^2 , sin embargo, para los modelos que se

²²En el caso del modelo **Probit (1) completo**, el valor es ligeramente superior ya que incluye más variables pero esto ocurre con variables cuyo impacto en el modelo no es significativo.

utilizan para estimar variables dicotómicas, un valor entre 0.2 y 0.4 del *pseudo* – R^2 de McFadden corresponde a un ajuste del modelo excelente según McFadden (1977). Con todos estos datos, se puede considerar que el modelo **Probit (2) completo** está correctamente estimado y que se puede utilizar, por tanto, para describir y explicar la convergencia y la congestión en la región CWE.

Con los resultados presentados hasta ahora, es posible empezar a sacar las primeras conclusiones a partir del modelo *Probit*. En los siguientes párrafos se presenta un primer análisis de los resultados de la estimación del modelo **Probit (2) completo**, por grupos de variables explicativas.

En lo que respecta a la *previsión de la demanda de electricidad* y según este modelo, cabe destacar que las previsiones en Alemania y en Francia son las más significativas en lo que respecta a la convergencia de precios en la región CWE. En efecto, la previsión en Países Bajos no era estadísticamente significativa y para la de Bélgica conviene señalar que el p-valor asociado es, en realidad, muy próximo al valor límite de 0.05. Estos resultados no son sorprendentes, ya que Alemania y Francia son los dos principales usuarios finales de electricidad en la región CWE (véase el Apartado 2.3) y, por lo tanto, resulta lógico que desempeñen un papel importante en la predicción de la convergencia de precios. Se recuerda que los coeficientes presentados en la Tabla H.3 se han calculado con datos normalizados²³ y, de esta forma, el hecho de que el coeficiente asociado a *Day_ahead_load_forecast_FR* sea el más alto entre todos los coeficientes calculados confirma la importante contribución de esta variable al modelo. Para entender este resultado, es conveniente recordar el importante uso de la electricidad que existe en Francia para la calefacción así como para el calentamiento del agua en el sector residencial, en comparación a los demás países de la región CWE. Esto explica también el signo negativo del coeficiente asociado: el aumento del consumo de electricidad en Francia (debido a la calefacción y al calentamiento del agua) tanto de forma relativa como absoluta con respecto a los demás países se ve compensado en parte

²³Como indicado en el Apartado 4.5.3.

por las importaciones de electricidad que realiza Francia. Así, cuanto más aumente la demanda de electricidad en Francia, más probable será que se produzca una situación de congestión que impida la convergencia de precios. Por el contrario, el aumento de las previsiones de demanda eléctrica en Alemania tienen un impacto positivo en la convergencia de precios. Este resultado puede interpretarse de dos maneras diferentes. En primer lugar, siguiendo el razonamiento expuesto anteriormente, un aumento de la demanda de electricidad en Alemania compensará (relativamente) el aumento del consumo de electricidad en Francia, con lo que las probabilidades de congestión serán menores. En segundo lugar, hay que tener en cuenta la importante proporción de energía solar y eólica que hay en Alemania²⁴ y que este tipo de producción de electricidad se inyecta de forma prácticamente sistemática en la red sin estar necesariamente ligada a un aumento de la demanda real de electricidad. Este tipo de situación favorece la congestión, a menos que la demanda de electricidad en la zona de oferta alemana sea lo suficientemente alta como para compensar este tipo de generación de electricidad y de ahí el signo positivo asociado a este coeficiente.

En cuanto a la *previsión de generación de electricidad*, es interesante observar que se mantienen las variables asociadas a los mismos países que en el caso de las previsiones de demanda de electricidad. En este caso, la variable de producción asociada a Bélgica si es claramente significativa, sin embargo, los coeficientes asociados a Alemania y Francia son mayores (en valor absoluto) que los de Bélgica. Un razonamiento similar al de la previsión de la demanda de electricidad explica los signos observados para estos dos países. Un aumento de la generación eléctrica francesa puede compensar una mayor demanda (que, como se ha indicado en el párrafo anterior, tiende a aumentar la congestión en la región CWE), aumentando así la probabilidad de encontrar situaciones de convergencia. Por el contrario, un aumento de la generación de electricidad en Alemania tenderá a aumentar la congestión, ya que el aumento de la producción de electricidad se debe principalmente a una importante generación de

²⁴Se recuerda que estas fuentes generan electricidad sin coste alguno en el marco del mercado diario (Conseil français de l'énergie (2014); Phan and Roques (2015)).

energía eólica y solar, que no se corresponde necesariamente con momentos de alta demanda. La situación de Bélgica, país que suele importar electricidad en la región CWE²⁵, es en este caso bastante similar a la de Francia: si Bélgica importa electricidad es porque no produce bastante electricidad para cubrir su propia demanda y cuando este desequilibrio es demasiado importante se dan situaciones de congestión en la región CWE, por tanto un aumento de la producción en Bélgica tenderá a reducir las probabilidades de que se den situaciones de congestión.

Respecto a la *previsión de generación de energía solar*, sólo la producción en Alemania es estadísticamente significativa en el modelo. Como era de esperar, debido a los razonamientos anteriormente expuestos, la generación solar prevista en Alemania tiene un impacto negativo en la convergencia. La elevada proporción de potencia solar instalada en Alemania concentra importantes cantidades de generación de electricidad durante un número limitado de horas al día. Esta elevada inyección de electricidad en la red engendra una importante asimetría en los esquemas de producción de las distintas zonas que componen la región CWE y esto suele conducir principalmente a situaciones de congestión, debido a que la capacidad de las interconexiones es limitada. Aunque los coeficientes asociados a las otras variables de producción de energía solar no son estadísticamente significativos, los resultados del modelo **Probit (1) completo** que se pueden ver en la Tabla 6.12 en el que dichos coeficientes son todos positivos, parecen indicar que la producción de energía solar en las otras zonas tiende a contrarrestar la asimetría que produce la elevada producción de energía solar en Alemania. Pero de momento, este efecto de compensación no es lo suficientemente importante como para ser estadísticamente significativo.

Los resultados asociados a la *previsión de generación de energía eólica* son también muy importantes en el marco de este estudio. Sólo la previsión de generación eólica (tanto en tierra como en el mar) para Alemania y los Países Bajos, además de la pre-

²⁵Aunque aquí la importación de electricidad es más bien estructural y no está tan ligada a usos específicos de la electricidad en Francia como la calefacción y el calentamiento del agua.

visión de generación eólica terrestre en Bélgica, son relevantes con respecto al modelo estimado. El importante papel que desempeña Alemania en la aparición de situaciones de congestión en la región CWE se vuelve a poner de manifiesto con estos resultados. Los coeficientes asociados a la producción de energía eólica en Alemania son los más elevados para ambos tipos de generación de energía eólica y, al igual que la producción solar, tienen un impacto negativo en la convergencia. Aunque la producción de energía eólica no se concentre durante las horas de luz, se puede aplicar el mismo razonamiento que en el caso de la generación de energía solar. La importante capacidad de generación eólica instalada en Alemania (concentrada principalmente en el norte del país) hace más probable que se produzcan situaciones de congestión, ya que la producción real de energía eólica no tiene por qué seguir la evolución de la demanda de electricidad (principalmente situada en el sur del país) (Singh et al. (2016))²⁶. El impacto positivo de la producción de energía eólica en Bélgica y en los Países Bajos (sólo para la generación eólica en alta mar) puede entenderse como un contrapeso de la generación eólica en Alemania, conduciendo de esta forma a una situación más equilibrada en la región CWE. Sin embargo, el signo negativo de la generación eólica terrestre para los Países Bajos es más difícil de explicar, ya que su efecto debería ser similar al de la producción eólica marina pero también es conveniente indicar que el nivel de significatividad asociado a este coeficiente es menor que el de los otros. Es interesante además observar que, para en el caso de la generación eólica terrestre en Bélgica y de la generación eólica marina en los Países Bajos, los coeficientes asociados son los únicos que tienen un signo distinto al del estudio de correlaciones presentado en la Tabla 6.4 del análisis preliminar. Esto da incluso más valor al hecho de que estos coeficientes sean positivos y muestra también el interés y la importancia de no limitarse a un análisis de correlaciones para entender cómo se dan las situaciones de convergencia o de congestión en la región CWE.

²⁶Esta disimetría geográfica entre los puntos de producción y de demanda de electricidad en Alemania hace que las líneas de transporte entre el norte y el sur de Alemania estén saturadas y se utilicen por tanto (desde una perspectiva puramente física) las interconexiones con los países del este de Alemania para conducir la electricidad del norte al sur del país, (Singh et al. (2016)).

Por último, en relación a la *previsión de intercambios comerciales*, tal y como cabía esperar del análisis relativo a las previsiones de generación y de demanda diaria en Francia y Alemania respectivamente, los intercambios comerciales previstos desde Alemania hacia Francia tienen un impacto negativo en la convergencia de precios. Por el contrario, los intercambios comerciales en la otra dirección, es decir, desde Francia hacia Alemania, tienden a favorecer la convergencia en la región CWE. La menor variabilidad de la generación eléctrica francesa, con sus numerosas centrales nucleares, parece por tanto tener un efecto beneficioso sobre la convergencia. En cuanto a los demás intercambios comerciales programados, la interpretación de los resultados es menos sencilla. En general, Bélgica importa electricidad de Francia y de los Países Bajos (como puede verse en la Tabla 4.20), donde FR_com_BE y NL_com_BE son mayores que BE_com_FR y BE_com_NL , respectivamente. Por tanto, suelen producirse situaciones de congestión cuando los niveles de importación asociados a la primera pareja de intercambios comerciales son demasiado elevados. Esto explica el signo positivo del coeficiente BE_com_FR . Sin embargo, en el caso del intercambio comercial programado desde Bélgica hacia los Países Bajos, es probable que el signo negativo se deba a que, cuando se produce esta situación, Bélgica también está importando electricidad de Francia (lo que provocaría una congestión en la región CWE). También es importante señalar que respecto a las variables de intercambios comerciales, BE_com_NL es la única que tiene un signo distinto del que da el análisis clásico de correlaciones presentado en la Tabla 6.4. Los intercambios comerciales programados entre Alemania y los Países Bajos parecen tener un impacto positivo en la convergencia. Un análisis más detallado de las situaciones de convergencia intermedia muestra que el hecho de que se produzca únicamente una convergencia de precios entre Alemania y los Países Bajos es la situación más frecuente (entre los tipos de convergencia intermedia). Esto se puede ver en la Figura D.1 del Anexo D. Esta condición necesaria, pero no suficiente, para la convergencia de precios en toda la región del CWE explica los efectos positivos de los intercambios comerciales asociados a estas dos zonas.

Determinación del umbral para determinar la estimación del modelo

Además de estimar el modelo tal y como se ha descrito en el apartado anterior, también es necesario determinar si el modelo **Probit (2) completo** predice congestión o convergencia. Al tratarse de un modelo en el que la variable endógena es binaria, es necesario que el resultado del modelo sea también un resultado binario, 0 o 1 en este caso. Sin embargo, el resultado de un modelo *Probit* es un valor continuo entre 0 y 1 y, por tanto, rara vez exactamente igual a 0 o 1. Por esa razón, hay que establecer una regla para determinar si el modelo predice uno u otro valor. En general se suele considerar un valor umbral de 0.5: es decir, el modelo global predice 0 si el resultado del modelo *Probit* es inferior a 0.5 y predice 1 si el resultado es superior a 0.5 (Matilla García et al. (2017)).

En este caso, para mejorar los resultados y como se indica en el Apartado 4.5.3 de la metodología, se realiza un análisis de sensibilidad para determinar el valor óptimo del umbral respecto a los distintos indicadores que permiten evaluar la calidad del modelo (precisión, F1 Score y coeficiente kappa de Cohen).

En primer lugar, si se consideran únicamente los resultados de precisión del modelo, en el caso del modelo **Probit (2) completo** se puede llegar a obtener una precisión máxima de 78.71 % para el periodo 2016-2017 (se trata del periodo que ha permitido estimar el modelo) y una precisión máxima de 73.15 % para el periodo 2018 (un año completo que se utiliza para evaluar el modelo con datos que no han servido para estimar el modelo). Sin sorpresas, los resultados de precisión son mejores con los datos de entrenamiento que con los utilizados para evaluar el modelo. También se puede mencionar que estos resultados son peores que los obtenidos con el modelo *Random Forest* pero no hay que olvidar que el principal objetivo de todos estos modelos es entender por qué se dan situaciones de convergencia o de congestión en la región CWE y no estimar con la mayor precisión posible dicha convergencia.

Además de la precisión, es importante tener en cuenta los otros indicadores de calidad del modelo para determinar el valor óptimo del umbral. Para este fin, las Figuras 6.14 y 6.15 muestran la evolución de los tres indicadores del modelo mencionados anteriormente²⁷ en función del valor del umbral seleccionado, para el periodo 2018 y 2016-2017 respectivamente. En cada uno de los gráficos se puede encontrar el valor máximo de cada indicador.

Los gráficos para ambos periodos tienen una forma bastante parecida y en todos los casos se puede encontrar un valor máximo para cada uno de los indicadores para un valor del umbral situado entre 0.3 y 0.5. En el caso de la precisión, la determinación del valor óptimo del umbral es menos exigente ya que la curva en función del umbral es mucho más plana (y simétrica) que la que se obtiene para los otros indicadores. En el caso del F1 Score y del kappa, la forma de la curva es mucho menos simétrica y la playa de valores del umbral que permiten obtener mejores resultados es mucho más pequeña que la que se obtiene para la precisión.

Los gráficos de la Figura 6.15 muestran que, al igual que en el caso de la precisión, los resultados de los otros indicadores son también mejores durante el periodo considerado para el entrenamiento del modelo que durante el periodo reservado para la evaluación del modelo.

A partir de los gráficos anteriormente descritos, es posible determinar el valor del umbral que permite maximizar cada uno de los indicadores para los dos periodos considerados. Para tener una descripción más precisa de estos valores, la Tabla 6.15 presenta el umbral asociado al valor máximo de cada indicador (cuyo valor se resalta en negrita) para el año 2018. Con el fin de dar unos resultados más completos, el valor de los indicadores se da también para el periodo 2016-2017.

Del mismo modo, la Tabla 6.16 da los mismos resultados que la tabla anterior pero basándose en el valor máximo de los estimadores obtenido durante el periodo 2016-

²⁷Precisión, F1 Score y coeficiente kappa.

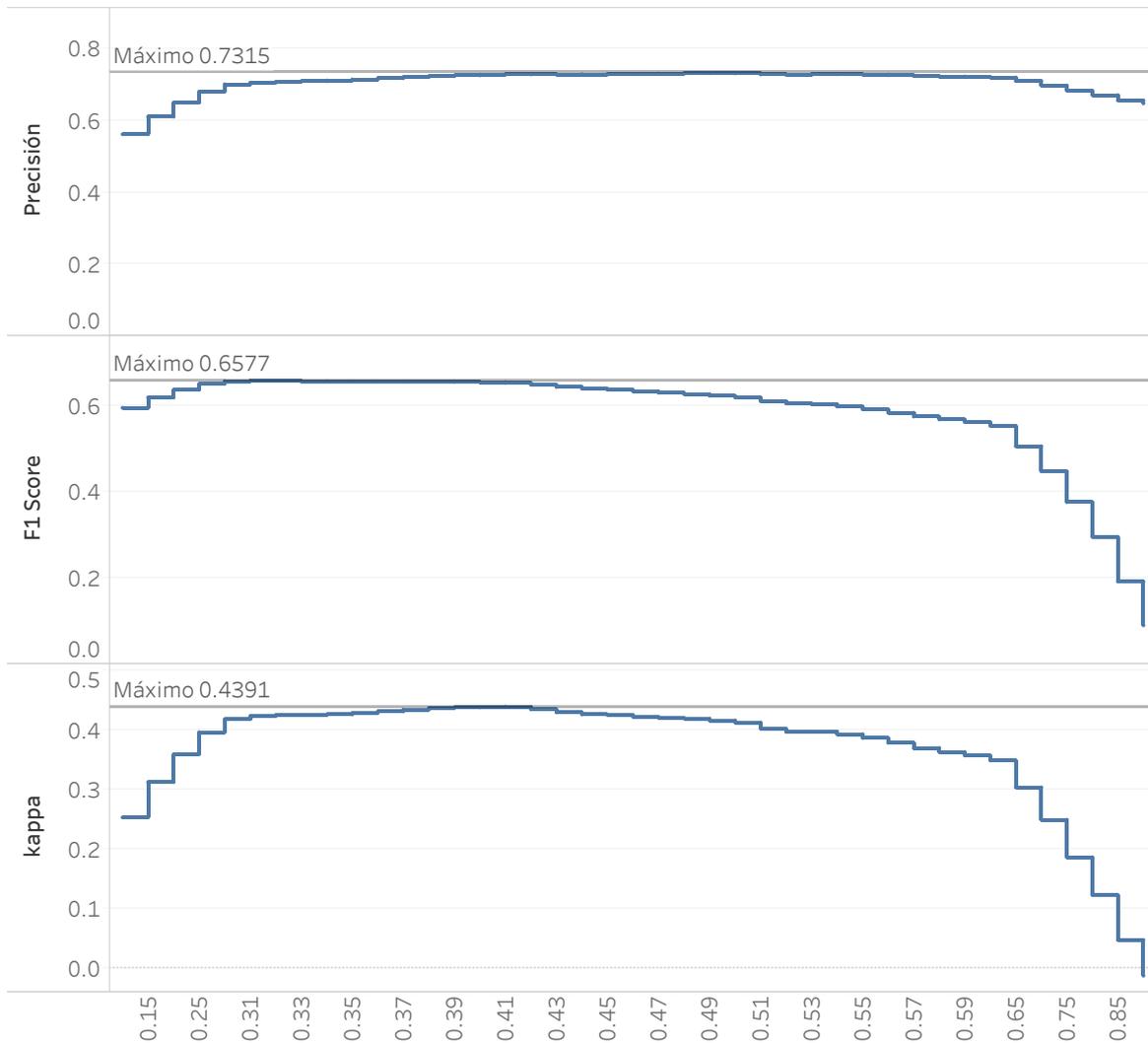


Figura 6.14: Evaluación del modelo **Probit (2) completo** en 2018 en función del valor del umbral (*Fuente: Elaboración propia*)

Tabla 6.15: Evaluación del modelo **Probit (2) completo** según el valor del umbral con los mejores resultados de 2018

Periodo	Valor del umbral	Precisión	F1 Score	kappa
2018	0.48	73.15 %	0.6263	0.4193
2016-2017	0.48	78.31 %	0.6706	0.5095
2018	0.31	70.48 %	0.6577	0.4233
2016-2017	0.31	76.89 %	0.7184	0.5308
2018	0.41	72.88 %	0.6523	0.4391
2016-2017	0.41	78.71 %	0.7052	0.5391

Nota: en **negrita** se indican los mejores resultados para el periodo de referencia

Fuente: Elaboración propia

2017, es decir, durante el periodo utilizado para la estimación del modelo. También en este caso se incluyen los datos obtenidos para el periodo el año 2018. A partir de

6.3. ESTIMACIÓN DEL MODELO PROBIT

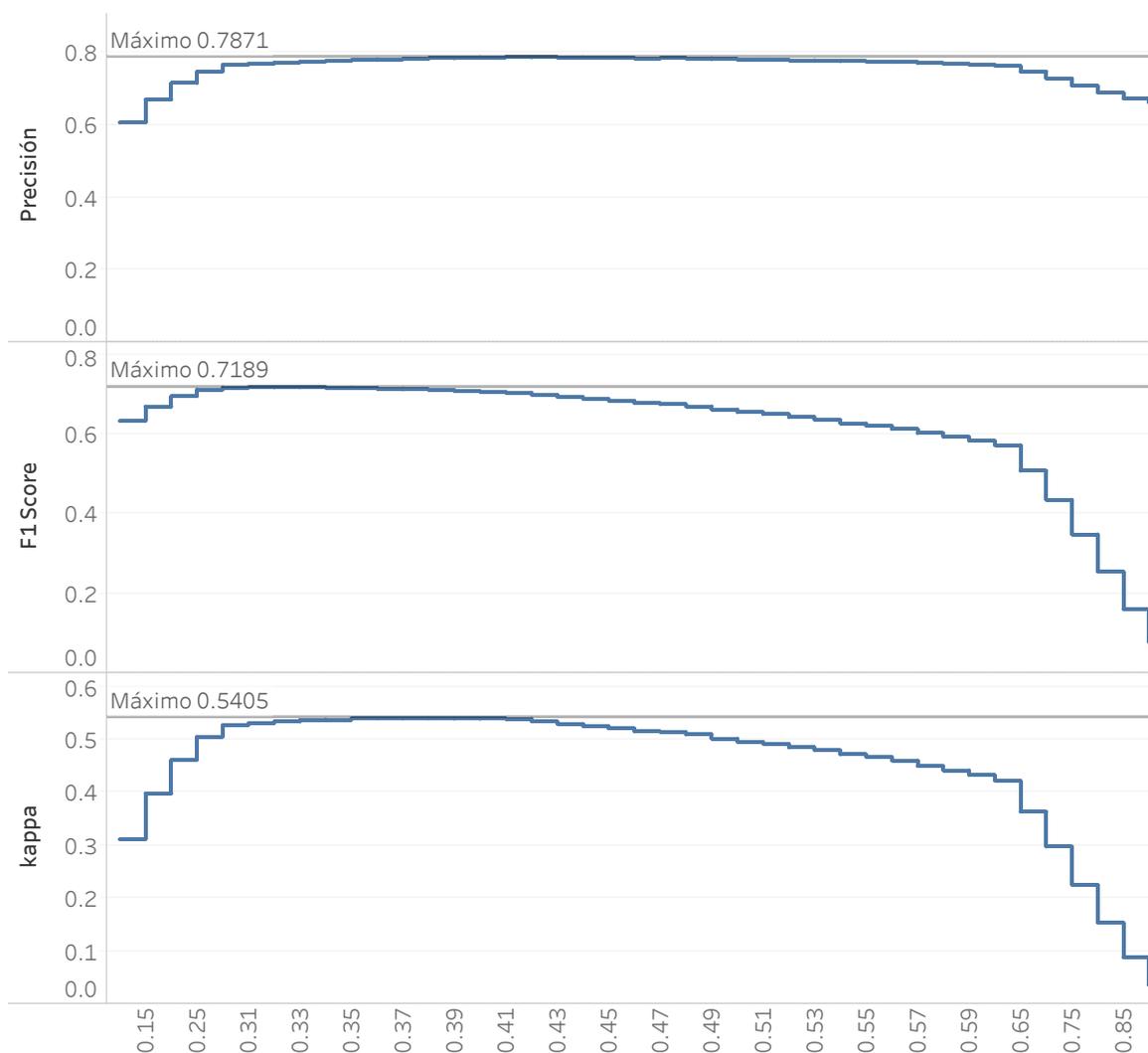


Figura 6.15: Evaluación del modelo **Probit (2) completo** en 2016-2017 en función del valor del umbral (*Fuente: Elaboración propia*)

estos resultados, parece que un valor del umbral de **0.41** es un valor adecuado para determinar si el modelo predice convergencia o congestión.

Tabla 6.16: Evaluación del modelo **Probit (2) completo** según el valor del umbral con los mejores resultados de 2016-2017

Periodo	Valor del umbral	Precisión	F1 Score	kappa
2016-2017	0.41	78.71 %	0.7052	0.5391
2018	0.41	72.88 %	0.6523	0.4391
2016-2017	0.33	77.47 %	0.7189	0.5369
2018	0.33	70.91 %	0.6557	0.425
2016-2017	0.38	78.35 %	0.7121	0.5405
2018	0.38	72.32 %	0.6552	0.4367

Nota: en **negrita** se indican los mejores resultados para el periodo de referencia

Fuente: Elaboración propia

Con un umbral de 0.41 se obtienen resultados satisfactorios para todos los periodos considerados y para todos los indicadores. En todos los casos, los valores de los indicadores con ese valor del umbral están muy próximos del valor máximo que pueden alcanzar. En particular, para el coeficiente kappa, se obtiene 0.5391 para el periodo 2016-2017 y 0.4391 para el periodo 2018, que puede considerarse correcto según (Fleiss et al. (1969)).

Además de los análisis para estos dos periodos, en el Anexo I, se puede encontrar un estudio similar para el año 2015. Los resultados son bastante similares a los aquí presentados para los meses de otoño/invierno (a partir de octubre) pero son mucho peores en los meses de primavera/verano debido, en gran parte, a que durante esos meses del año 2015, la producción de energía eólica marina en Alemania, que es una variable muy significativa del modelo, es prácticamente inexistente²⁸.

6.3.2. Análisis y resultados del modelo

En este apartado se evalúa la capacidad del modelo **Probit (2) completo** cuya estimación se describe en el Apartado 6.3.1, para identificar correctamente las situaciones de convergencia y congestión en la región CWE. Para ello es necesario comparar los resultados del modelo con datos reales que no se hayan utilizado para estimar el modelo. En este caso se utilizan principalmente los datos de 2018 y en menor medida los de 2015. Además, también se presentan los resultados de la predicción del modelo para los años 2016-2017 correspondientes al periodo de los datos que ha permitido realizar la estimación del modelo.

El modelo **Probit (2) completo** descrito por la Ecuación 6.1 predice correctamente el 72.88 % de las situaciones de congestión y de convergencia en la región CWE

²⁸Esto ya se indicó en el análisis de la Tabla 2.2 en la que se puede observar que la potencia instalada de energía eólica marina en Alemania es la que en proporción más aumenta de entre todas las fuentes de energía renovable, llegándose a multiplicar por más de 6 en finales de 2014 y finales de 2018.

cuando se selecciona un umbral de 0.41²⁹ para determinar la predicción final del modelo. Este porcentaje de aciertos, aunque inferior al que se obtiene durante el periodo que ha permitido estimar el modelo, sigue siendo satisfactorio³⁰.

Con el objetivo de tener una visión más detallada de los resultados en cuanto al porcentaje de aciertos, la Figura 6.16 muestra la evolución del porcentaje de aciertos del modelo **Probit (2) completo** a lo largo de todas las horas del día y para cada uno de los años que constituyen la base de datos (para el año 2015, únicamente se consideran los datos a partir del 21 de mayo, fecha correspondiente al inicio del FBMC). Esta vista más detallada ofrece resultados interesantes. En primer lugar, se puede comprobar que los resultados para los años 2016 y 2018 son muy parecidos, confirmando el buen poder predictivo del modelo con datos que no han sido utilizados para estimarlo. Por el contrario, los resultados para el año 2015 son mucho menos satisfactorios ya que se obtiene un porcentaje de aciertos sensiblemente menor y además con variaciones mucho más importantes a lo largo del día. Pero como ya ha sido mencionado y ha sido detallado en el Anexo I, el año 2015, además de ser el primero durante el cual se aplica la nueva metodología FBMC, es también un año que presenta ciertas características especiales que explican estos resultados³¹. En cambio, para el año 2017 se obtienen los mejores resultados en cuanto al porcentaje de aciertos: a lo largo del conjunto del día se obtiene una precisión muy similar y que se sitúa prácticamente en todos los casos entre el 80 % y el 90 %.

Con el fin de entender mejor el funcionamiento del modelo y evaluar de forma más adecuada su poder de predicción, la Figura 6.17 muestra la capacidad del modelo para discriminar correctamente entre situaciones de convergencia y de congestión en 2018. En dicho gráfico, se muestra la distribución de los resultados del modelo **Probit**

²⁹En el Apartado 6.3.1 se pueden encontrar más detalles sobre la determinación de este umbral así como del efecto que tiene la modificación de su valor.

³⁰Es también necesario tener en cuenta que desde octubre de 2018, la zona de oferta de alemana se ha dividido dos: Austria por un lado y Alemania y Austria por otro.

³¹En particular, conviene señalar que la producción de energía eólica marina en Alemania es prácticamente inexistente hasta el mes de octubre de 2015.

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

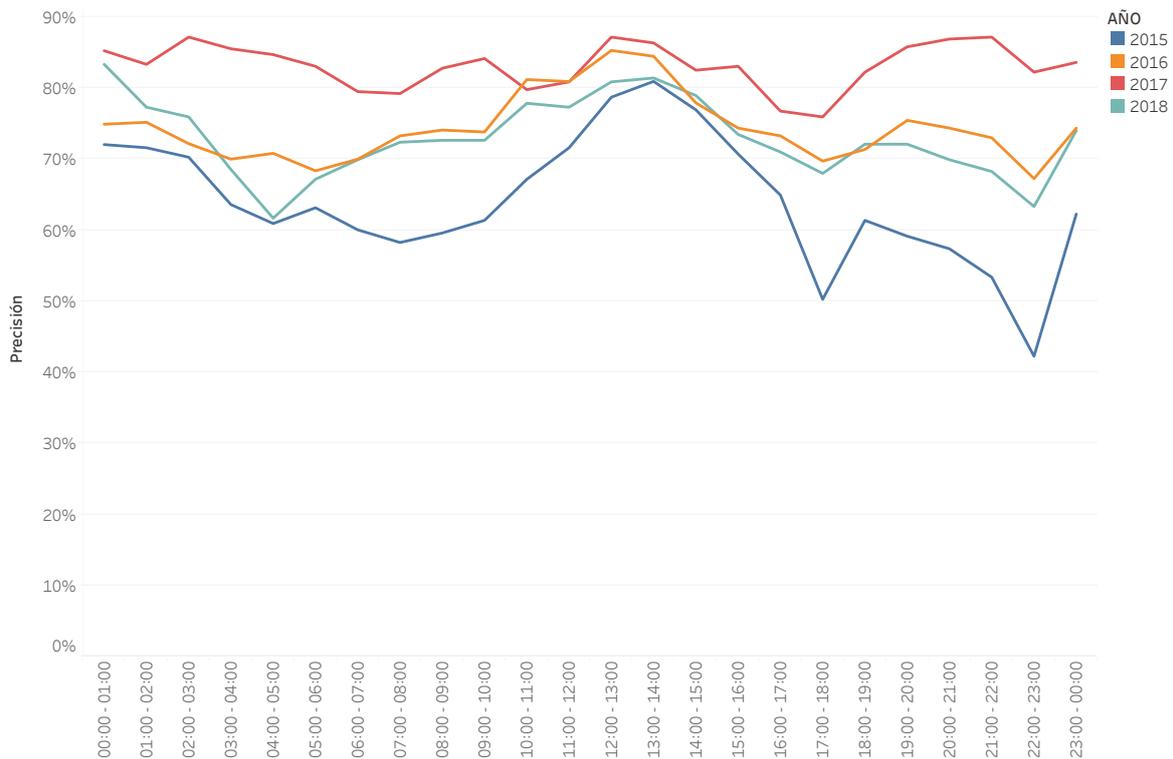


Figura 6.16: Evolución anual de la precisión del modelo **Probit (2) completo** por horas (*Fuente: Elaboración propia*)

Nota: Para el año 2015, los datos son únicamente a partir del 21 de mayo

(2) completo para el conjunto del año 2018. Los resultados del modelo están etiquetados según las situaciones reales de congestión o convergencia en la región CWE, correspondiendo el color verde a las situaciones reales de convergencia y el color rojo a las situaciones reales de congestión. La línea vertical discontinua representa el umbral de 0.41 seleccionado para evaluar si el modelo predice situaciones de congestión (a la izquierda de la línea discontinua) o de convergencia (a la derecha de la línea discontinua). Las dos distribuciones de los resultados del modelo identificadas de este modo pueden diferenciarse claramente, aunque lógicamente exista una zona de solapamiento.

La Figura 6.17 muestra que el modelo no predice de forma equivalente la congestión y la convergencia de precios en la CWE. Como se puede observar, las distribuciones diferenciadas por colores y correspondientes a situaciones de congestión o de convergencia reales no son equivalentes. En efecto, a partir de este gráfico parece que el modelo es muy bueno para predecir situaciones de congestión, ya que en muchos casos, el mo-

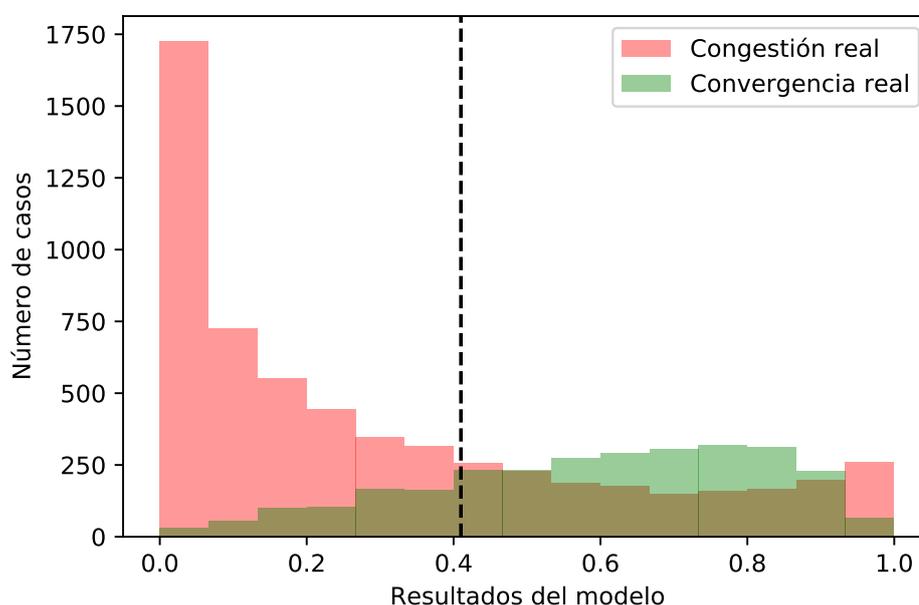


Figura 6.17: Distribución de los resultados predichos por el modelo **Probit (2) completo** en 2018 de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en *verde*) o de congestión (en *rojo*) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (*Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)*)

delo da valores muy bajos que identifican correctamente dichas situaciones (barra roja de la izquierda). La distribución para las situaciones de convergencia es más simétrica, aunque con una clara tendencia a distribuirse más bien hacia los valores más elevados (cercanos a 1). Estos resultados demuestran la buena capacidad del modelo en general para identificar las condiciones que conducen a una convergencia de precios. Además de la evaluación global del modelo durante un periodo de tiempo, también es necesario tener en cuenta que la precisión del modelo no se distribuye uniformemente a lo largo del día, como mostraba la Figura 6.16. Dicho gráfico permite ver en particular que el modelo proporciona mejores estimaciones durante las horas centrales del día, es decir, durante las horas en las que hay luz solar. Esta observación refuerza el análisis anterior en el que se identificaba el efecto de la generación de energía solar (en Alemania) como uno de los parámetros clave en la determinación de la convergencia o la congestión.

Con el fin de entender mejor la evolución de las predicciones del modelo a lo largo del día, los cuatro gráficos de la Figura 6.18 proporcionan la distribución de los

resultados del modelo durante cuatro periodos de tiempo diferentes del día y correspondientes a los cuatro clústeres de alta o baja convergencia identificados en la Figura 6.3 del Apartado 6.1. Para facilitar la comparación entre los gráficos, todos se presentan con la misma escala. Se recuerda que los cuatro grupos identificados por el análisis de clúster anterior son los siguientes:

- de 02h00 a 09h00: grupo de alta convergencia n^o1,
- de 09h00 a 16h00: grupo de baja convergencia n^o1,
- de 16h00 a 22h00: grupo de alta convergencia n^o2,
- de 22h00 a 02h00: grupo de baja convergencia n^o2.

En la Figura 6.18, los gráficos de la izquierda corresponden a los grupos de alta convergencia y los gráficos de la derecha corresponden a los dos grupos de baja convergencia y, por tanto, de alta congestión. Los gráficos que corresponden a los clústeres de alta congestión muestran unos resultado que, en conjunto, son más satisfactorios. Por ejemplo, en el caso del clúster de las 22h00 a las 02h00 se puede comprobar que prácticamente ninguna situación de convergencia real se predice como congestión. Aunque algunos casos de congestión real se predicen como convergencia, los resultados para este grupo de horas son especialmente buenos para el año 2018³². Este resultado refuerza la idea de que el importante aumento de la demanda de electricidad que se da en Francia durante esas horas es un factor considerable del modelo y que contribuye de forma sustancial a entender por qué se dan situaciones de congestión o de convergencia en la región CWE. En el caso de los grupos de alta convergencia, se puede observar también como el modelo consigue identificar de forma correcta las situaciones de convergencia y de congestión ya que a cada lado del umbral predomina la distribución de resultados correspondiente a cada caso. Por último, para el grupo de baja convergencia de las horas centrales del día, se puede constatar que el modelo identifica de forma

³²Se recuerda que los datos correspondientes a este año no han sido utilizados para estimar el modelo.

6.3. ESTIMACIÓN DEL MODELO PROBIT

muy clara las situaciones de congestión. En efecto, para la mayoría de los casos de congestión, el modelo predice un valor muy cercano a 0, lo que implica congestión con un elevado nivel de probabilidad. El buen comportamiento del modelo en este sentido confirma el papel primordial que tiene la producción de energía solar (principalmente en Alemania) para explicar la ocurrencia de situaciones de congestión en la región CWE.

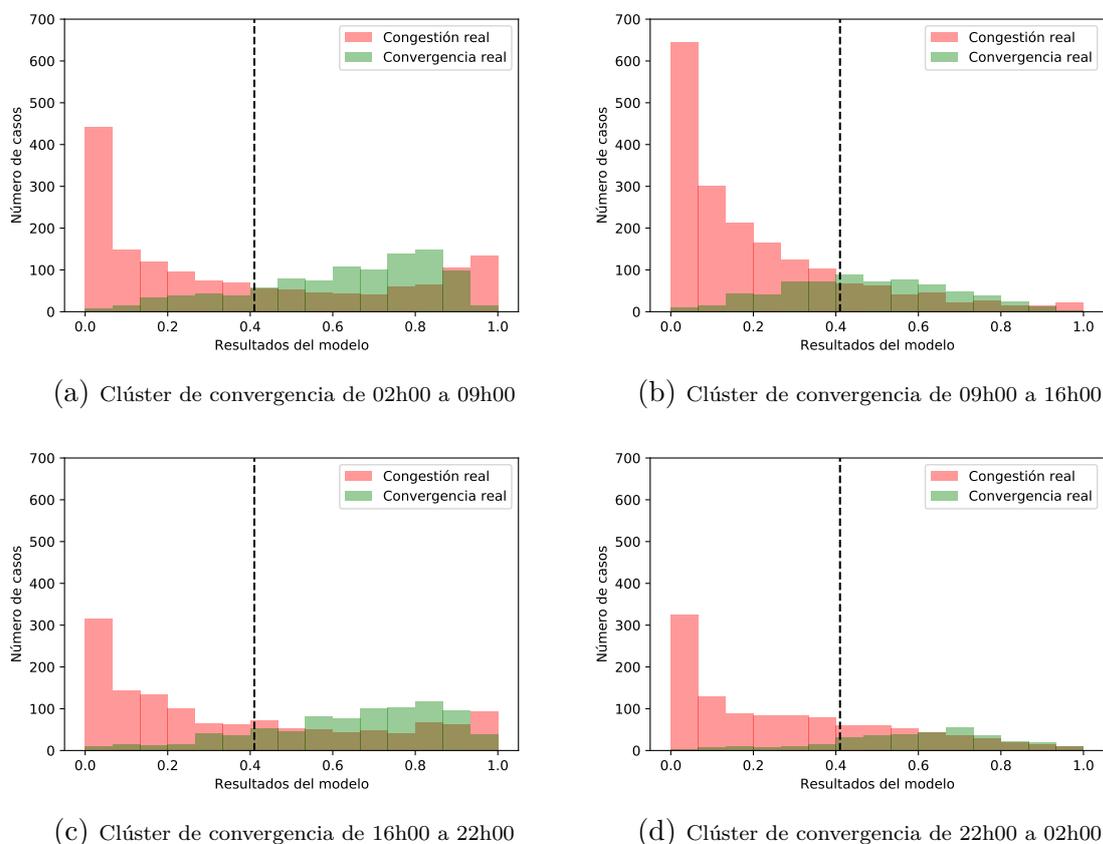


Figura 6.18: Distribución de los resultados predichos por el modelo **Probit (2) completo** en 2018 y por grupo de clúster de convergencia de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en *verde*) o de congestión (en *rojo*) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (*Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)*)

De forma análoga al análisis realizado con los datos de 2018, la Figura 6.19 muestra la distribución global de las predicciones del modelo con los datos del año 2015 (a partir del 21 de mayo de 2015) diferenciando entre las situaciones de convergencia y de congestión reales. Sin sorpresas, los resultados mostrados por este gráfico no son satisfactorios cuando se consideran los datos globales para el año 2015. Si bien es

cierto, que la distribución correspondiente a las situaciones de convergencia real (en verde) se describen de forma bastante acertada (la distribución se sitúa claramente a la derecha del umbral seleccionado), los casos de congestión se predicen muy mal pese a que existe una ligera tendencia hacia los valores cercanos a 0 de la distribución. Como se ha indicado al final del Apartado 6.3.1, durante los primeros meses de 2015 la producción de energía eólica marina en Alemania es prácticamente nula y por esa razón el modelo funciona peor durante ese periodo. Por ello, para el año de 2015, en vez de mostrar unos resultados más detallados por clúster, se muestran los resultados globales del modelo pero diferenciando entre los meses de primavera/verano (de mayo a septiembre) y los meses de otoño/invierno (de octubre a diciembre). Es lo que muestran los dos gráficos de la Figura 6.20.

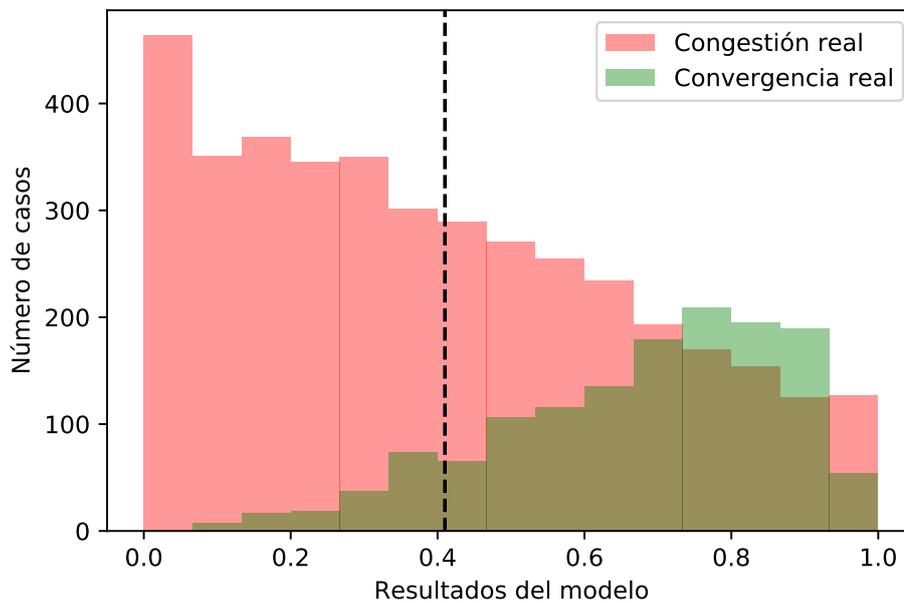
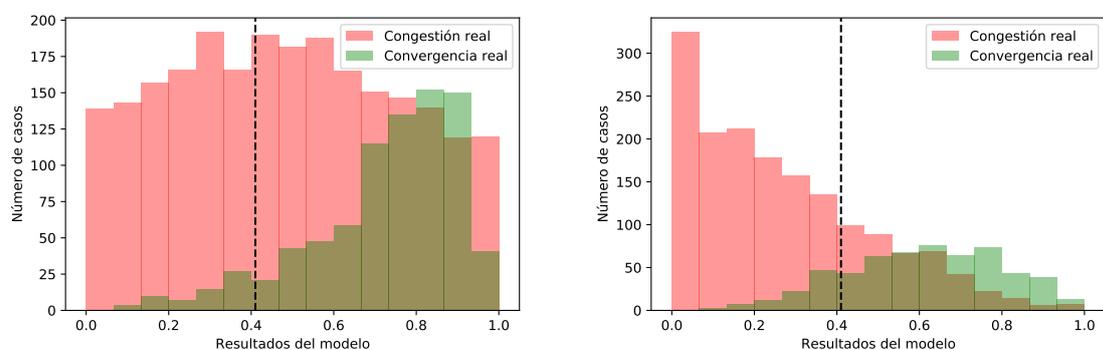


Figura 6.19: Distribución de los resultados predichos por el modelo **Probit (2) completo** en 2015 de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en *verde*) o de congestión (en *rojo*) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia a la derecha (*Fuente: Elaboración propia*)

Como se puede comprobar en los gráficos de la Figura 6.20, la calidad de los resultados mejora de forma significativa tras los primeros meses del año 2015. La mejora es sobre todo visible en el caso de la predicción de las situaciones de congestión

6.3. ESTIMACIÓN DEL MODELO PROBIT

reales: se pasa de una distribución prácticamente uniforme durante los primeros meses a una distribución claramente orientada hacia los valores que predicen una situación de congestión (es decir, próximos a 0). El gráfico de los últimos meses del año se parece mucho más a los obtenidos para el año 2018. Estos resultados indican, por tanto, que debe tenerse en cuenta seriamente la influencia que tiene la variable asociada a la producción de energía eólica marina en Alemania a la hora de predecir correctamente situaciones de convergencia o de congestión. En efecto, cuando esta vale prácticamente 0 (durante los meses de primavera/verano de 2015, como puede comprobarse con el tamaño del área azul del gráfico superior de la Figura 6.21), el modelo tiende a predecir mucha más convergencia de la que hay en realidad, por lo que el papel de esta variable a la hora de favorecer las situaciones de congestión aparece en este caso de forma muy clara. Esto confirma, por tanto, la importancia que tienen todos los tipos de energía renovable (incluida la eólica marina) para entender los patrones de congestión que se dan en la región CWE.



(a) Meses de primavera/verano (mayo, junio, julio, agosto y septiembre) (b) Meses de otoño/invierno (octubre, noviembre y diciembre)

Figura 6.20: Distribución de los resultados predichos por el modelo **Probit (2) completo** según los meses del año 2015 de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en *verde*) o de congestión (en *rojo*) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (*Fuente: Elaboración propia*)
Nota: los gráficos no tienen la misma escala

Para comprender mejor el razonamiento expuesto para el año 2015, la Figura 6.21 muestra una comparación interanual de la producción de electricidad en Alemania asociada a los tres tipos de energía renovable que se han considerado en este estudio. Como se puede ver, el aumento de la producción de electricidad año a año parece darse

para los tres tipos de energía (lo que es una consecuencia lógica de la mayor potencia instalada en dicho país, ver Tabla 2.2), pero la diferencia que se observa durante los primeros meses del año para la energía eólica marina entre el año 2015 y el resto de los años es claramente la más significativa. También se puede ver como en los meses finales del año esta diferencia interanual se reduce de forma drástica.

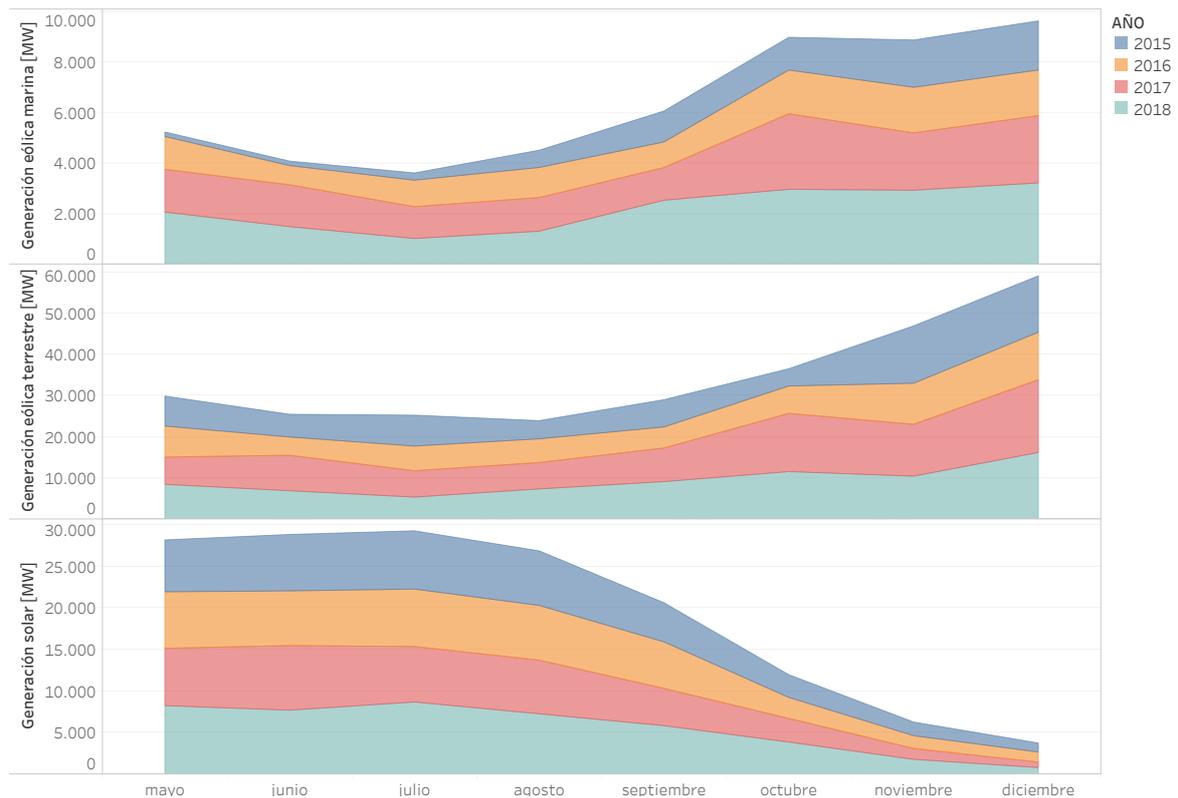


Figura 6.21: Comparación interanual de la generación de electricidad renovable en Alemania de mayo a diciembre (*Fuente: Elaboración propia basado en los datos de ENTSO-E*)

Por último, se muestran los resultados de la predicción con los datos que han permitido estimar el modelo, es decir, con los datos de los años 2016 y 2017. Los resultados se presentan con la misma estructura que para el año 2018. Un primer gráfico muestra la distribución general de los resultados considerando todos los datos del periodo, ver Figura 6.22. Un segundo grupo de gráficos muestra los resultados considerando únicamente los datos relativos a cada uno de los cuatro grupos identificados por el análisis horario de clúster, ver Figura 6.23.

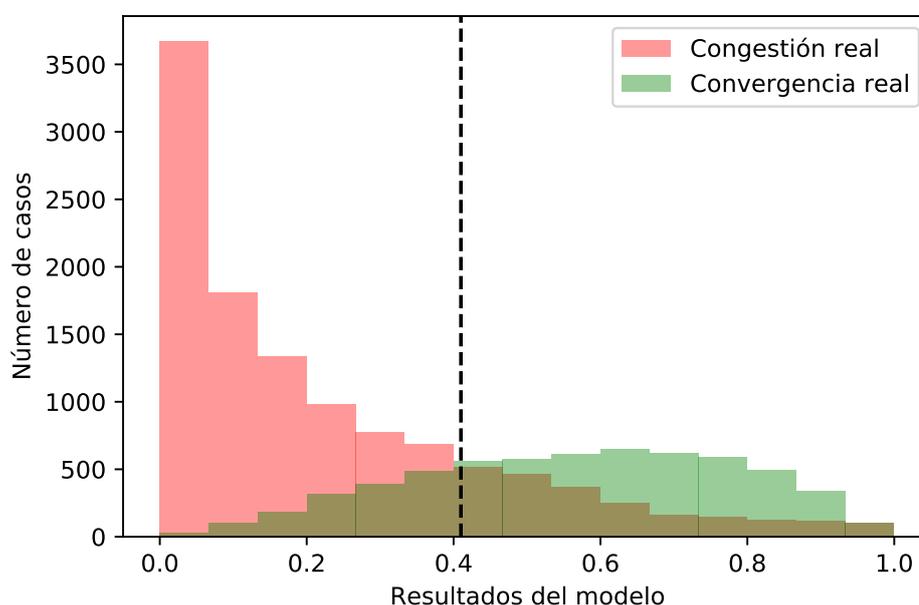


Figura 6.22: Distribución de los resultados predichos por el modelo **Probit (2) completo** en 2017 de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en *verde*) o de congestión (en *rojo*) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia a la derecha (*Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)*)

Los resultados de estos gráficos muestran un resultado muy similar al obtenido con los datos de evaluación del año 2018 (pero en este caso con unos perfiles de las dos distribuciones mucho más regulares), tanto para el gráfico general como para los gráficos específicos a los clúster de alta o baja convergencia. Esto corrobora la capacidad del modelo para predecir y explicar la ocurrencia de situaciones de convergencia y de congestión en la región CWE tras la implementación del mecanismo FBMC. Por otro lado, la comparación con los resultados del año 2015 pone de manifiesto que en el caso de los modelos basados en los datos es importante asegurarse que no hay cambios estructurales en el sistema que se estudia si se quiere evitar realizar predicciones erróneas (en esta situación era, por ejemplo, importante identificar la evolución que ha existido respecto a la producción de energía eólica marina). En este caso, también es importante señalar que los resultados del modelo para el año 2015, por su distribución inesperada, han sido los que han permitido identificar de forma más precisa las causas

de la congestión³³.

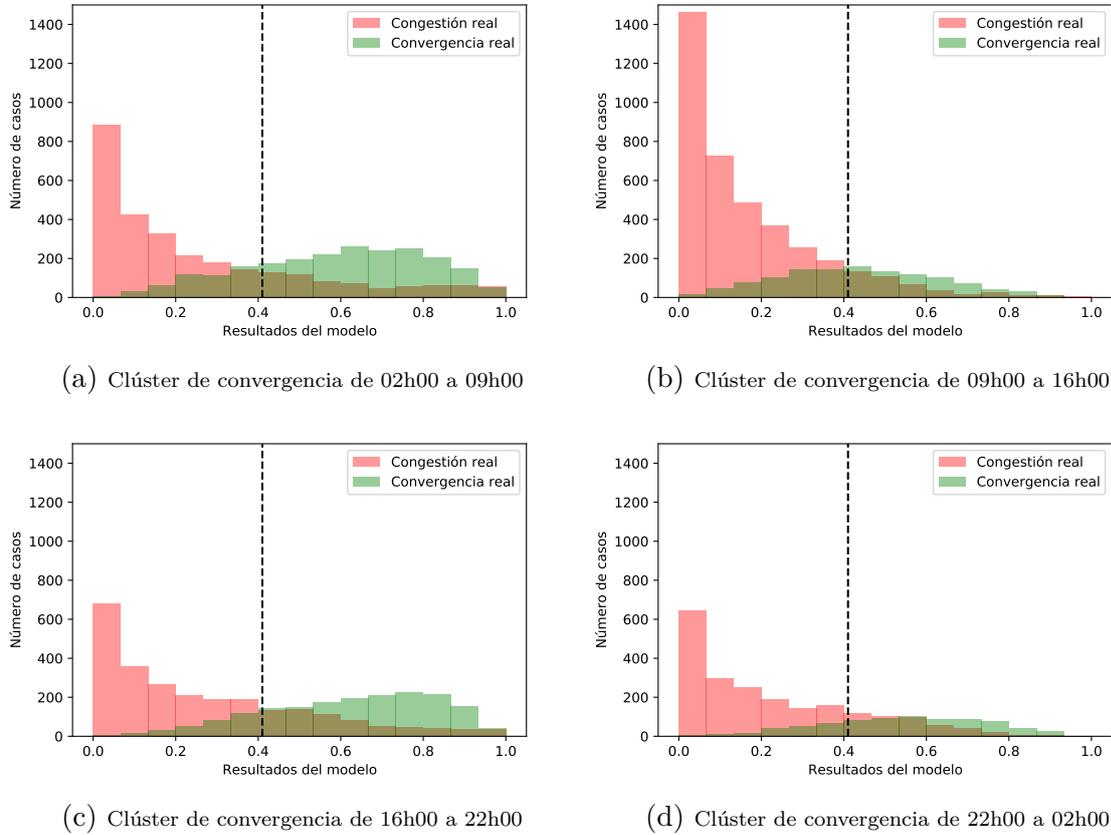


Figura 6.23: Distribución de los resultados predichos por el modelo **Probit (2) completo** en 2017 y por grupo de clúster de convergencia de acuerdo con las situaciones reales de convergencia (en *verde*) o de congestión (en *rojo*) - El modelo predice congestión a la izquierda de la línea de puntos vertical y convergencia la derecha (*Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)*)

6.3.3. Identificación de los principales factores de convergencia de precios

El análisis de los resultados obtenidos hasta ahora ha permitido empezar a identificar alguno de los principales factores que posibiliten determinar si hay o no congestión en la región CWE de acuerdo con el modelo *Probit* utilizado en este caso. Para completar este análisis y siguiendo los pasos indicados en la metodología descrita en el

³³Es necesario recordar que este era justamente el principal objetivo del modelo.

Apartado 4.5.3, a continuación se presentan los resultados de la selección de modelos paso a paso.

La selección de modelos paso a paso es un proceso iterativo que se basa en el criterio de información Bayesiano (BIC). En este caso se realiza siguiendo el esquema *forward/backward*, es decir, que primero se selecciona la variable que aporta más información (se trata de la que minimiza el valor de BIC) y luego se van añadiendo de la misma forma el resto de variables, pero antes de añadir una nueva variable se comprueba si quitar alguna de las variables seleccionadas anteriormente permite mejorar la estimación del modelo (de nuevo según el criterio BIC). De esta forma se obtiene una especificación del modelo optimizada respecto al criterio de información Bayesiano. En el presente estudio esta selección de modelos paso a paso se realiza a partir de dos puntos de partida distintos: por un lado se consideran las variables del modelo **Probit (1) completo** (es decir, el conjunto de variables inicialmente consideradas) y por otro lado se consideran las variables del modelo **Probit (2) completo** (es decir, únicamente las variables cuyos coeficientes eran estadísticamente significativos en la primera estimación del modelo). Si bien es cierto que este método permite obtener una nueva especificación del modelo, hay que tener en cuenta que en el presente estudio, el objetivo de la aplicación de esta metodología es identificar las variables que tienen un mayor poder explicativo respecto a la convergencia. En efecto, el orden en el que se van seleccionando las variables permite establecer una jerarquía de las mismas con respecto a la capacidad que tienen para predecir la convergencia o la congestión en la región CWE.

La selección de modelos paso a paso permite, por tanto, identificar las variables que aportan un mayor poder explicativo, así como también retirar de la estimación las variables que no mejoran el modelo desde el punto de vista del criterio de información. Por ello, en un primer momento, la Tabla 6.17 permite visualizar las variables que se consideran finalmente en cada uno de los modelos estimados. Las dos primeras columnas corresponden a los modelos **Probit (1) completo** y **Probit (2) completo**

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

que ya han sido presentados y analizados. Las dos últimas corresponden a los modelos que se obtienen tras la selección de modelos paso a paso partiendo de las variables del modelo **Probit (1) completo** en el caso de **Probit (1) reducido** y de las variables de **Probit (2) completo** para el modelo **Probit (2) reducido**. En la Tabla, las variables que aparecen en el modelo se marcan con una *X* y las que no aparecen se marcan con *–*, las líneas de puntos horizontales permiten separar las variables por familias.

Como puede comprobarse en la Tabla 6.17, los coeficientes que aparecen en los modelos **Probit (2) completo**, **Probit (1) reducido** y **Probit (2) reducido** son bastante parecidos. Estos dos últimos modelos son prácticamente idénticos y sólo difieren por la variable *Scheduled_Solar_generation_BE* que se conserva en la estimación del modelo **Probit (1) reducido**. Respecto a los modelos **Probit (2) completo** y **Probit (2) reducido**, las diferencias son también muy pequeñas. En efecto la selección de modelo paso a paso elimina únicamente las siguientes variables: *DE_com_FR* y *Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL*.

Tabla 6.17: Coeficientes considerados en cada modelo *Probit* estimado

	Probit (1) completo	Probit (2) completo	Probit (1) reducido	Probit (2) reducido
Intercept	X	X	X	X
BE_com_FR	X	X	X	X
BE_com_NL	X	X	X	X
DE_com_FR	X	X	-	-
DE_com_NL	X	X	X	X
FR_com_BE	X	-	-	-
FR_com_DE	X	X	X	X
NL_com_BE	X	X	X	X
NL_com_DE	X	X	X	X
Day_ahead_load_forecast_BE	X	X	X	X
Day_ahead_load_forecast_DE	X	X	X	X
Day_ahead_load_forecast_FR	X	X	X	X
Day_ahead_load_forecast_NL	X	-	-	-
Scheduled_generation_BE	X	X	X	X
Scheduled_generation_DE	X	X	X	X
Scheduled_generation_FR	X	X	X	X
Scheduled_generation_NL	X	-	-	-
Scheduled_Solar_generation_BE	X	-	X	-
Scheduled_Solar_generation_DE	X	X	X	X
Scheduled_Solar_generation_FR	X	-	-	-
Scheduled_Solar_generation_NL	X	-	-	-
Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE	X	-	-	-
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	X	X	X	X
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	X	X	X	X
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	X	X	X	X
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	X	X	X	X
Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR	X	-	-	-
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	X	X	-	-

Fuente: Elaboración propia

El lector puede encontrar en el Anexo H varios resultados relativos a los nuevos modelos introducidos **Probit (1) reducido** y **Probit (2) reducido**. En particular, se pueden encontrar las estimaciones de cada uno de estos modelos en la Tabla H.2 y en la Tabla H.3 respectivamente. En ambos casos se incluye también la estimación del modelo completo correspondiente. Se pueden, así mismo, encontrar los resultados asociados al *pseudo* - R^2 de McFadden de todos los modelos estimados en la Tabla H.4. Por último, la Tabla H.5 muestra los resultados relativos a la precisión de todos los modelos para los periodos 2016-2017 y 2018 de forma separada. Sin embargo, es importante recordar que el objetivo de estos modelos no es estimar nuevos modelos para volver a hacer los análisis realizados anteriormente sino que su objetivo es identificar las variables que permiten explicar mejor las situaciones de congestión y de convergencia basándose en el criterio de información Bayesiano (BIC).

De este modo, lo importante con este análisis es identificar las variables explicativas que tienen mayor importancia en los modelos obtenidos tras la selección paso a paso. Para ello, la Tabla 6.18 muestra el orden de selección de las variables más significativas en la estimación del modelo **Probit (2) reducido** (es decir, el obtenido a partir de **Probit (2) completo**, que es el modelo que se ha analizado de forma más detallada). En esta Tabla, debe entenderse que la primera variable es la que mejora en mayor medida el criterio BIC, la segunda variable la segunda que más mejora dicho criterio y así sucesivamente. Todas las variables seleccionadas de esta forma están directamente relacionadas con las zonas de oferta de Francia y Alemania, que se recuerda son los principales mercados eléctricos de la región. Por lo tanto, este análisis confirma que estas dos zonas son las que tienen un mayor peso para determinar si se dan o no situaciones de convergencia de precios en la región CWE. Los resultados que se muestran en la Tabla 6.18 son exactamente los mismos que se obtienen en el caso del modelo **Probit (1) reducido** obtenido a partir de **Probit (1) completo** (y que pueden consultarse en la Tabla H.6 del Anexo H), confirmando así la solidez de estos resultados.

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

Tabla 6.18: Identificación del orden de clasificación de los coeficientes en la selección del modelo paso a paso de **Probit (2) reducido** (de acuerdo con el criterio BIC)

Variable	Posición en la predicción de $Convergence_{CWE}$	Impacto respecto a la convergencia
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	1	Negativo
FR_com_DE	2	Positivo
Day_ahead_load_forecast_FR	3	Negativo
Scheduled_generation_FR	4	Positivo
Scheduled_Solar_generation_DE	5	Negativo

Fuente: Elaboración propia, Corona et al. (2022)

El caso de Francia resulta bastante interesante ya que tanto la generación total de electricidad prevista como las previsiones de demanda de electricidad aparecen en esta selección de variables. Este resultado apunta a dos aspectos muy característicos del panorama energético francés. En primer lugar, desde el punto de vista de la demanda de electricidad, lo que ocurre en Francia tiende a favorecer las situaciones de congestión debido a las particularidades de dicha demanda (importante uso de la electricidad para calefacción y para calentar el agua). Con estas características, la demanda de electricidad en Francia es la que presenta una mayor variabilidad en la región, tanto desde un punto de vista relativo como absoluto, como se puede ver en la Tabla 4.20. Esto hace que la influencia de este factor explicativo para favorecer la congestión sea tan importante. En segundo lugar, desde el punto de vista de la generación de electricidad, la parte tan importante que representa la energía nuclear (más del 70 % de la electricidad producida en Francia en 2019, (RTE (2020))) y la mayor estabilidad asociada a este tipo de producción, explica el impacto positivo que tiene la variable Scheduled_generation_FR respecto a la convergencia de precios en la región CWE. También es importante señalar que el análisis de correlaciones presentado en la Tabla 6.4 del Apartado 6.1 apuntaba más bien a un impacto negativo de la generación de electricidad en Francia respecto a la convergencia de precios, lo que demuestra la importancia de utilizar modelos más elaborados para entender correctamente el papel que juega cada variable.

Este análisis también pone de manifiesto la importancia que tienen los intercambios comerciales de electricidad desde Francia hacia Alemania (representados por las variables FR_com_DE , y que se sitúa como la segunda variable del modelo que más importancia tiene de acuerdo con el criterio BIC). Este resultado confirma una vez más el papel clave que desempeñan estas dos zonas a la hora de entender las situaciones de convergencia y de congestión (el análisis de correlaciones presentado en la Tabla 6.4 muestra por ejemplo que esta es la variable que presenta una mayor correlación de Spearman con $Convergence_{CWE}$). En concreto, su impacto positivo respecto a la convergencia implica que una mayor exportación desde Francia hacia Alemania tiende a favorecer la convergencia. Esto debe entenderse como que el parque de producción francés, con una mayor inercia y una mayor previsibilidad que el parque productivo de Alemania, no tiende a sobre exportar electricidad hacia Alemania (lo que si suele ocurrir en el caso contrario cuando hay mucho viento o hace mucho sol en Alemania, condiciones que además pueden cambiar muy rápidamente) y, por tanto, suele favorecer las situaciones de convergencia.

Por último, este análisis confirma también la relevancia que tienen las fuentes de energía renovable (y, en particular, las fuentes de energía renovable situadas en la zona de oferta alemana) en la convergencia de precios en la región CWE. De este modo destaca la generación de energía solar pero sobre todo destaca la generación de energía eólica terrestre en Alemania, ya que se trata de la variable que aporta más información de acuerdo con el criterio BIC.

Respecto a la generación de energía solar en Alemania, además de ser la única variable relacionada con la generación de energía solar que sigue en el modelo **Probit (2) completo**, es también una de las variables con mayor impacto para favorecer la congestión. Aunque su influencia sólo se da durante unas horas al día (en las que hay luz), el peso de la generación de energía solar es muy importante a la hora de explicar la congestión en la región CWE. También es fundamental señalar que este resultado no podía deducirse a partir del análisis de correlaciones presentado en la

Tabla 6.4 del Apartado 6.1, ya que la correlación de *Scheduled_Solar_generation_DE* con *Convergence_{CWE}* era muy baja³⁴. Esto demuestra, por tanto, la importancia y la utilidad de construir modelos más elaborados para identificar y entender cuáles son los principales factores de la convergencia en la región CWE.

Respecto a la generación de energía eólica en Alemania (variable *Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE*) que, como ya ha sido indicado, es la variable más relevante del modelo de acuerdo con la selección de modelo paso a paso, destaca su importante papel para favorecer la congestión. A diferencia de la energía solar, que tiene un impacto concentrado durante algunas horas al día, la energía eólica debe considerarse a lo largo de las 24 horas del día. Probablemente por esa razón, la correlación de Pearson que presenta esta variable con *Convergence_{CWE}* sea la más importante (véase Tabla 6.4). El presente modelo ha permitido, por tanto, identificar el efecto especialmente negativo que tiene esta variable con respecto a la convergencia. Este resultado coincide con el de otros trabajos publicados y que estudian el periodo anterior a la implementación del FBMC (Gugler and Haxhimusa (2019); Keppler et al. (2016); Benhmad and Percebois (2016, 2018)). Por tanto parece que este nuevo mecanismo no ha permitido resolver completamente el complejo problema de integrar las fuentes de energía renovable a la vez que se asegura el mayor nivel de bienestar social en Europa. Este mecanismo si ha servido, no obstante, a mejorar de forma significativa la convergencia de precios). Para entender esta situación en la que las energías renovables en Alemania tienden a favorecer la congestión, es necesario considerar la aplicación del plan energético alemán *Energiewende* (junto con el importante desarrollo de las fuentes de energía renovable asociado) y la insuficiencia de líneas eléctricas de transporte en Europa Central (Málek et al. (2018)).

³⁴En el caso de la correlación de Spearman dicha correlación no era ni siquiera estadísticamente significativa.

6.3.4. Límites de la metodología

Para realizar una correcta interpretación de los resultados obtenidos con la metodología empleada en este apartado³⁵, es necesario tener en cuenta sus limitaciones. En primer lugar, como ocurre con todos los modelos basados en datos, la calidad de los datos utilizados para entrenar y evaluar el modelo es de suma importancia. De este modo, el importante trabajo descrito en el Capítulo 4 para armonizar la gran cantidad de datos disponibles y garantizar su coherencia a lo largo de todo el periodo estudiado, ha sido esencial para poder garantizar la buena calidad de los resultados presentados. No obstante, este esfuerzo por mejorar la calidad de los datos puede no ser suficiente si se producen cambios estructurales importantes en la región CWE (por ejemplo, modificaciones importantes en la definición de las zonas de oferta³⁶ o bien una modificación importante del parque productivo de una u otra zona). Si eso ocurre, la capacidad predictiva del modelo con nuevos datos puede ser cuestionada. Aunque esto ocurriera, el razonamiento general permanecería sin cambios.

Este tipo de limitación ya se ha podido ver con los resultados presentados anteriormente. Concretamente, con lo ocurrido durante los primeros meses de 2015 durante los cuales la producción de energía eólica marina era prácticamente nula en Alemania y con la situación excepcional que se dio durante los meses de primavera del año 2018 (descritos en el Apartado 5.1 de acuerdo con lo indicado en los informes de la Comisión Europea (Market Observatory for Energy (2018b))). Como se puede ver en la Figura 6.16, la capacidad predictiva del modelo durante esos dos periodos se degrada de forma considerable. Sin embargo, también es importante indicar que este tipo de episodios, cuando se identifican correctamente, permiten entender mucho mejor el funcionamiento del modelo así como el de la variable que se intenta explicar: la convergencia de precios en la región CWE, en este caso.

³⁵Estimación del modelo *Probit*.

³⁶Esto tendría un impacto mayor que la división de la zona de oferta entre Alemania y Austria

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

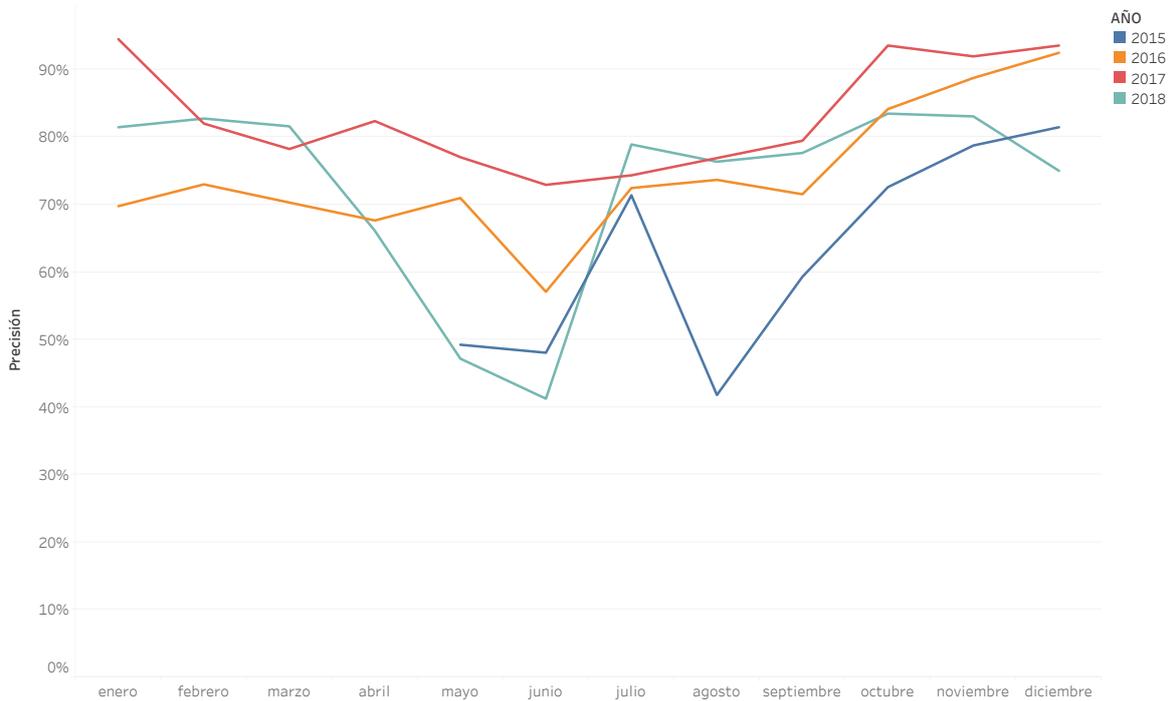


Figura 6.24: Evolución anual de la precisión del modelo **Probit (2) completo** por meses (*Fuente: Elaboración propia*)

Nota: Para el año 2015, los datos son únicamente a partir del 21 de mayo

Por otro lado, debe considerarse de forma adecuada la capacidad del modelo para identificar correctamente las situaciones de convergencia. Se ha demostrado que el modelo presentado en este estudio proporciona resultados más precisos que los análisis clásicos de correlación de Pearson o de Spearman. Sin embargo, en algunos casos es necesario conocer el comportamiento del mercado eléctrico en la región CWE para describir e interpretar correctamente los resultados emitidos por el modelo. En este sentido, la inclusión de las variables relacionadas con las fuentes de energía renovable ha aportado información significativa para la identificación de las situaciones de congestión y de convergencia y, por tanto, es necesario asegurarse que el modelo empleado es capaz de capturar correctamente las complejas interacciones que existen entre todas estas variables en el contexto del novedoso mecanismo FBMC. Para mejorar la precisión del modelo, se podría haber introducido una variable retardada para la convergencia, o se podría haber realizado una estimación del modelo para cada hora del día, pero esto no habría mejorado la comprensión general de la convergencia de precios en la región CWE tras la aplicación de la metodología FBMC, que era justamente el

principal objetivo de este trabajo. Es, por tanto, muy importante que el modelo se adapte a los fines con los que se realiza el estudio. En este sentido, también podría considerarse la posibilidad de utilizar modelos más complejos para obtener una comprensión más profunda de la situación en la región CWE (incluyendo, por ejemplo, situaciones de convergencia intermedia³⁷), pero siendo conscientes de la necesidad de no sobreajustar el modelo y perder así la capacidad de generalizar y sacar conclusiones sólidas.

Por último, otro aspecto que hay que tener en cuenta es el de las variables incluidas en el modelo. En el caso del mercado eléctrico los datos son muy numerosos y además muchas veces son de naturaleza muy distinta, tanto por su naturaleza como por su disponibilidad que puede ser muy variable. De este modo, es importante asegurarse de la pertinencia de todas las variables introducidas en el modelo y también de la posibilidad de que se podrían incluir otras para tratar de mejorar la calidad del modelo. Por ejemplo, en este caso, en trabajos futuros podría considerarse la posibilidad de introducir variables asociadas a las zonas de oferta limítrofes de la región CWE para mejorar la comprensión del comportamiento del mercado eléctrico en el interior de la región CWE, o bien introducir datos más detallados sobre la generación de electricidad (diferenciando por tipo de tecnología).

6.4. Síntesis de los resultados de los modelos explicativos de la convergencia

El objetivo de los modelos y de los análisis presentados en este capítulo era identificar los principales factores que llevan a situaciones de convergencia o de congestión en la región CWE tras la implementación del FBMC. Este estudio se ha llevado a cabo en tres etapas: análisis preliminar, estimación del modelo *Random Forest* y, por

³⁷Correspondientes a los grados o incluso a los tipos de convergencia descritos en las Tablas 4.13 y 4.14 respectivamente.

último, estimación del modelo *Probit*. Los resultados de todas estas etapas presentan un elevado nivel de coherencia y de complementariedad entre ellas, lo que contribuye de forma decisiva a dar solidez a las conclusiones extraídas de cada una de ellas. Además de identificar las principales variables que afectan a la convergencia, los modelos construidos han permitido también predecir con mucha precisión las distintas situaciones de convergencia y de congestión. Esta precisión es mucho mejor en el caso del modelo *Random Forest*, llegando a unos valores próximos al 85 %, es decir, que sólo se cometen errores en la predicción en un 15 % de los casos (teniendo en cuenta además que en este caso no se disponía de los datos relativos a las fuentes de energía renovable). En el caso del modelo *Probit*, los resultados de predicción son más modestos pero igualmente muy satisfactorios.

A modo de síntesis, el mapa de la Figura 6.25 representa los principales factores que afectan a la convergencia de precios en los mercados eléctricos de la región CWE y que han sido identificados por los distintos modelos y estudios presentados en este Capítulo. El efecto que tiene cada variable sobre la convergencia se indica con un pequeño cuadrado situado arriba a la derecha de los pictogramas que representan a cada uno de estos factores (el color *verde* indica que un aumento de la variable tiende a favorecer las situaciones de convergencia y el color *rojo* indica que un aumento de dicha variable tiende a favorecer la congestión).

En primer lugar, el análisis preliminar del Apartado 6.1 ha permitido empezar a entender mejor cómo afectan las distintas variables a la convergencia. De esta forma, y principalmente mediante un análisis de correlaciones se han identificado algunas de las variables que mayor impacto tienen en la convergencia. Dichos resultados han mostrado desde el principio el importante peso que tienen los intercambios comerciales desde Francia hacia Alemania (variable *FR_com_DE*), por un lado, y la generación de energía eólica en Alemania (variable *Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE*), por otro lado, sobre las situaciones de convergencia o de congestión en la región CWE.

6.4. SÍNTEISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA

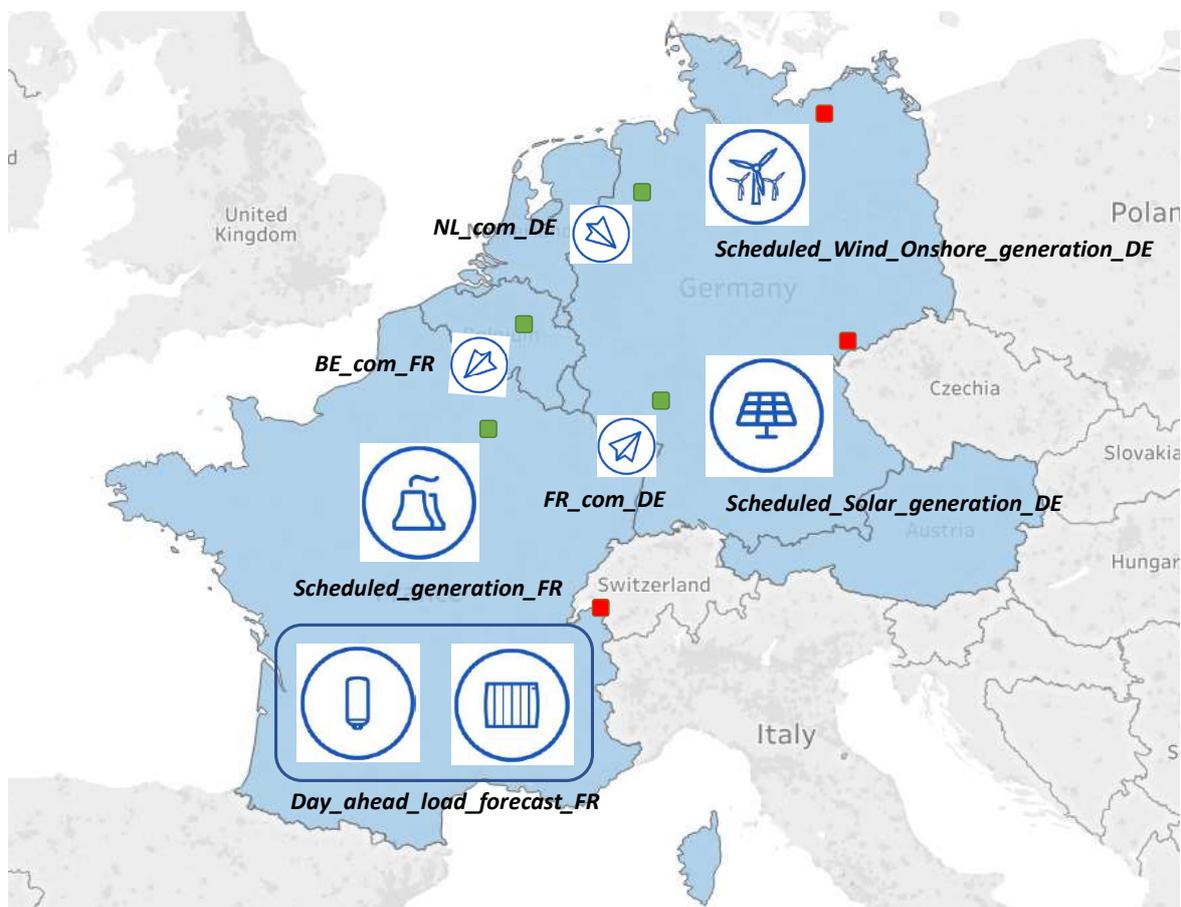


Figura 6.25: Principales factores de la convergencia y de la congestión en la región CWE (Fuente: Elaboración propia)

Sin embargo, para confirmar estos resultados y corregir algunas de las conclusiones que el análisis de correlaciones inicial podía sugerir, ha sido necesario plantear modelos explicativos más evolucionados y complejos, el modelo *Random Forest* y el modelo *Probit*.

El modelo *Random Forest*³⁸ ha permitido identificar, mediante el estudio de los nodos de decisión de los árboles creados por el modelo, de forma muy clara³⁹ los factores que mayor impacto tienen en la convergencia. Por un lado, destacan varios intercambios comerciales (desde Francia hacia Alemania *FR_com_DE*, desde Países Bajos hacia Alemania *NL_com_DE* y desde Bélgica hacia Francia *BE_com_FR*) y

³⁸Se recuerda que la estimación de este modelo no contaba con los datos relativos a las fuentes de energía renovable y que sólo se consideraban los datos de 2016 y 2017.

³⁹Es importante destacar la solidez estadística de las reglas obtenidas para el conjunto de árboles del modelo.

por otro lado destaca la generación eléctrica global de Alemania.

Respecto a los intercambios comerciales identificados, se confirma el importante papel que tienen Francia y Alemania para explicar la convergencia o la congestión en la región CWE. Dándose más situaciones de convergencia cuando Francia exporta electricidad hacia Alemania que en el caso contrario, esto está evidentemente relacionado con las características de generación y de demanda de electricidad en cada una de estas zonas. De igual modo, las exportaciones de electricidad desde Países Bajos hacia Alemania y desde Bélgica hacia Francia tienden a favorecer las situaciones de convergencia, es decir, que la exportación de electricidad desde los países más pequeños (que suelen ser importadores netos de electricidad) tiende a favorecer la estabilidad. Esto permite ver la importancia que puede tener el tamaño del parque de producción; en efecto, es mucho más fácil para un país que dispone de muchos medios de producción de electricidad (Francia y Alemania) exportar electricidad a terceros países en gran cantidad (y por tanto congestionar la red de interconexiones) que el caso contrario, ya que para los países más pequeños el ajuste entre producción y demanda nacional es mucho más ajustado en términos absolutos que para los países más grandes.

Los resultados relativos a la generación de electricidad en Alemania proporcionados por el modelo *Random Forest* son también extremadamente importantes. En este caso se ha identificado el efecto negativo que tiene el aumento de la generación de electricidad en Alemania respecto a la convergencia de precios en la región CWE. Aunque estos datos no estuvieran directamente incluidos en el modelo, este resultado ha permitido identificar de forma indirecta el impacto que tienen las fuentes de energía renovable respecto a la convergencia de precios. De este modo, en consonancia con trabajos anteriores, se ha constatado que la promoción de las energías renovables alemanas puede estar en contradicción con la creación de un mercado energético unificado si las capacidades de transmisión no se adaptan para facilitar los intercambios transfronterizos y dar cabida a las nuevas fuentes de energía renovable (Huppmann and Egerer (2015); Janda et al. (2017)). En este contexto, algunos autores ya han señalado que la

6.4. SÍNTEISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA

red alemana no satisface las necesidades que surgen del proceso de desnuclearización del parque productivo alemán y del riesgo asociado a los intercambios transfronterizos internacionales (ya que físicamente se utilizan las líneas de transporte de electricidad de otros países para llevar la electricidad del norte al sur de Alemania) a medida que aumenta el número de instalaciones de producción de energía solares y eólicas (Janda et al. (2017)). De este modo, la política energética *Energiewende* de Alemania tiene un impacto especialmente importante en el proceso de integración de la región CWE.

El modelo *Probit* ha permitido confirmar los principales hallazgos obtenidos en el caso del modelo *Random Forest* así como mejorar la comprensión global de las situaciones de congestión o convergencia en la región CWE. Con este modelo, se han podido identificar cinco variables especialmente determinantes y que se pueden dividir en tres grupos. Por un lado la generación eólica terrestre y la generación solar en Alemania (Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE y Scheduled_Solar_generation_DE respectivamente) que constituyen el grupo de variables relativas a la producción de electricidad en Alemania. Por otro lado, la demanda y la generación de electricidad en Francia (Day_ahead_load_forecast_FR y Scheduled_generation_FR respectivamente), que constituyen el grupo relativo a Francia. Por último, de nuevo la variable relativa a los intercambios comerciales desde Alemania hacia Francia aparece como una de las variables con mayor impacto respecto a la convergencia de precios en la región CWE. De forma general, los resultados obtenidos con este modelo confirman la importancia que tienen estos dos países para entender la evolución de la convergencia en la región CWE tras la implementación del FBMC.

En particular, respecto a la situación en Francia, estos resultados muestran el impacto negativo que tiene el aumento de la demanda de electricidad en Francia debido a sus características (amplio uso de la calefacción eléctrica y de los calentadores de agua eléctricos como se muestra en los pictogramas correspondientes de la Figura 6.25) sobre la convergencia. Y a la vez muestran el impacto positivo que tiene un aumento de su producción, por una parte porque permite compensar un posible aumento de

la demanda interna y por otro porque su mayor estabilidad (debido a la importante parte que representa la producción de electricidad a partir de las centrales nucleares) tiende a generar situaciones del mercado más predecibles y con mayor ocurrencia de situaciones de convergencia.

Respecto a la situación en Alemania y a la importancia de las fuentes de energía renovable que hay en dicho país, el gráfico de la Figura 6.26 muestra la evolución de la producción eólica terrestre programada a lo largo del año para las cuatro zonas de oferta de la región CWE, junto con la evolución de la convergencia de precios⁴⁰. Se observa que los periodos de mayor convergencia (primavera y verano) coinciden con los periodos en los que la generación eólica es más baja. Este gráfico permite, además, visualizar la importante brecha existente entre la generación de energía eólica en Alemania y en el resto de las zonas de la región CWE. La variabilidad en la generación de energía eólica en Alemania es muy importante, oscilando de media entre 6 GW⁴¹ en verano y 15 GW⁴² en invierno. Este comportamiento a lo largo del año es similar a la evolución de la demanda de electricidad en Francia a lo largo del año (que es mayor en invierno que en verano). La conjunción de estas dos situaciones tiende por tanto a favorecer que se produzcan situaciones en las que Francia importa electricidad de Alemania. Esto conduce muy a menudo a situaciones de congestión, ya que la generación de electricidad eólica no está necesariamente ligada a la demanda de electricidad. Esta situación supone, sin duda, un gran reto para mejorar la integración del mercado eléctrico en la región CWE.

Por otro lado, la influencia de la generación de energía solar respecto a la convergencia de precios es también muy significativa. Al igual que la generación de energía eólica, la producción de energía solar varía estacionalmente a lo largo del año. Además, varía de forma opuesta a la generación de energía eólica, ya que su producción es ma-

⁴⁰Se han considerado los datos de todo el periodo estudiado (del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre de 2018).

⁴¹Es decir, 6000 MW.

⁴²Es decir, 15000 MW.

6.4. SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS DE LOS MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA

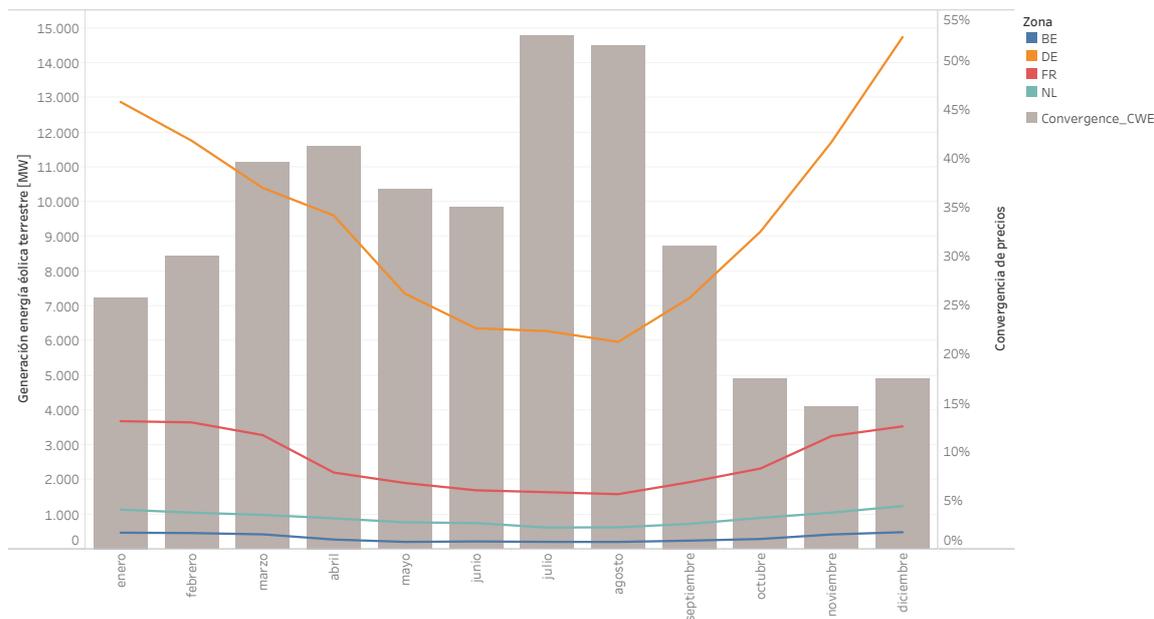


Figura 6.26: Previsión de generación de energía eólica terrestre y convergencia absoluta de precios en la región CWE ($Convergence_{CWE}$) después de la implementación del mecanismo FBMC (Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Corona et al. (2022))

por en verano que en invierno. Sin duda, esta complementariedad es un aspecto muy positivo que favorece el desarrollo conjunto de estas dos fuentes de energía renovable. Sin embargo, a diferencia de la generación eólica, la producción de energía solar se concentra durante las horas de luz. El gráfico de la Figura 6.27 representa la evolución de las previsiones de generación de energía solar a lo largo del día⁴³. Como en el caso de la energía eólica terrestre, la producción alemana domina claramente la producción de energía solar en la región CWE y, por tanto, sus correspondientes variaciones son también las más significativas de la región. El efecto negativo de la generación de energía solar sobre la convergencia de precios en la región CWE aparece claramente durante la escala temporal diaria, como se muestra en el gráfico de la Figura 6.27. Este gráfico permite entender la influencia negativa que tiene la generación de electricidad solar sobre la convergencia de precios identificada explícitamente por el modelo *Probit*.

Por último, es importante destacar el rol de la variable de intercambios comerciales

⁴³Como para la generación de energía eólica se han considerado los datos de todo el periodo estudiado (del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre de 2018).

CAPÍTULO 6. MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CWE CON EL MECANISMO FBMC

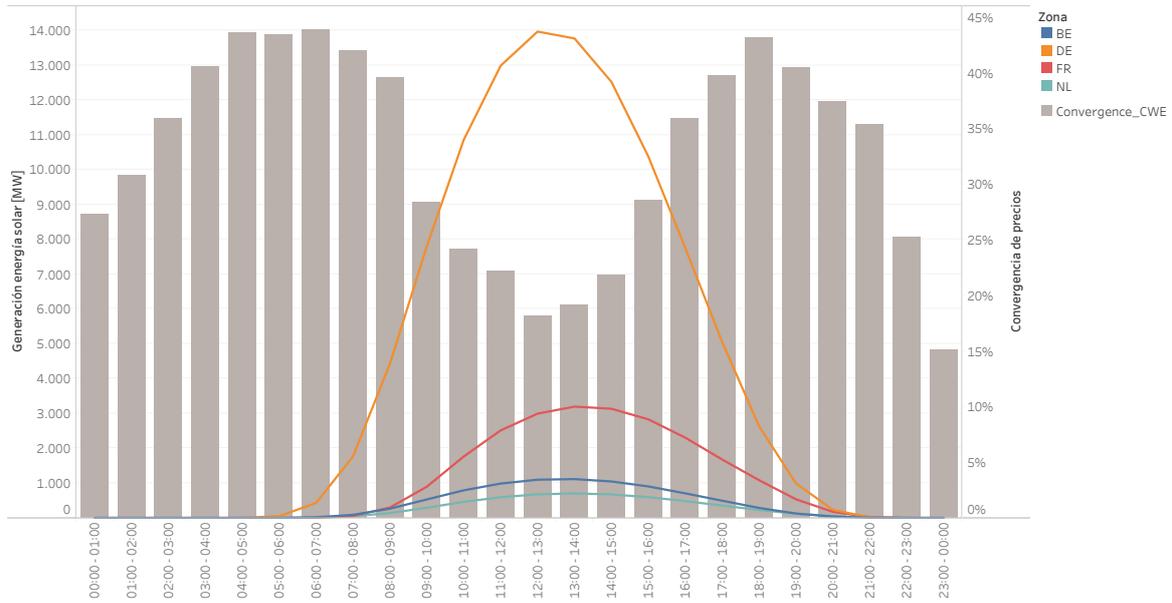


Figura 6.27: Previsión de generación de energía solar y convergencia absoluta de precios en la región CWE ($Convergence_{CWE}$) después de la implementación del mecanismo FBMC (Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E, Corona et al. (2022)*)

de electricidad desde Francia hacia Alemania, FR_com_DE , identificada también por este modelo y cuyo impacto sobre la convergencia ya ha sido comentado y explicado. En efecto, parece que esta variable es capaz de captar con mucha precisión las especificidades de la demanda y de la producción de cada uno de los países que hace intervenir. Esto se puede entender de la siguiente manera: cuando Francia produce más o consume menos electricidad (ambas situaciones favorables a la convergencia de precios) es esperable que exporte más electricidad en general y en particular hacia Alemania, haciendo de esta forma que aumente la variable FR_com_DE y explicando así su impacto positivo sobre la convergencia. En el lado opuesto, cuando Alemania produce mucha electricidad a partir de sus fuentes de energía renovable eólica y solar (en ambos casos favoreciendo la congestión) es de esperar que Francia tienda a exportar menos electricidad hacia Alemania (situándose más probablemente en una situación de importación), haciendo de esta forma que disminuya la variable FR_com_DE y tienda, por tanto, a aumentar la congestión. Por consiguiente, es una variable capaz de resumir un gran número de situaciones y que pueden llegar a ser mucho más complejas que las

6.4. SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS DE LOS MODELOS EXPLICATIVOS DE LA CONVERGENCIA

descritas en las líneas anteriores. De este modo debe, por tanto, entenderse la importancia que tiene esta variable junto al resto de variables explicativas del modelo para predecir la convergencia de precios en la región CWE después de la implementación del mecanismo FBMC.

Capítulo 7

Conclusiones y futuras líneas de investigación

El mercado eléctrico europeo ha conocido una importante transformación a lo largo de los últimos años. Esta evolución tiene como objetivo principal la construcción de un mercado interior de la electricidad plenamente integrado, en el que la electricidad pueda intercambiarse libremente sin tener en cuenta las limitaciones propias de la red eléctrica. Para alcanzar esta meta, la Unión Europea ha ido introduciendo progresivamente cambios en el mercado eléctrico mediante cuatro paquetes legislativos (Directivas y Reglamentos) desde 1996, siendo aprobado el último de ellos en 2019. El quinto paquete legislativo ya está en discusión, lo que demuestra que se trata de un proceso que todavía está en marcha. Esta evolución debe entenderse también dentro los grandes retos a los que se enfrenta el mercado eléctrico, el denominado trilema de la energía: asegurar el suministro de electricidad, fomentar el desarrollo sostenible y garantizar la asequibilidad de la electricidad. En la práctica, la transformación del mercado mayorista eléctrico europeo se lleva a cabo mediante iniciativas regionales. La cooperación a nivel regional que, en muchos casos se explica por razones históricas, facilita la implementación de mecanismos novedosos y avanzados para profundizar en

la integración del mercado eléctrico.

El caso de la región CWE, compuesta por Alemania, Austria, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Países Bajos, constituye un ejemplo claro que demuestra la importancia que tiene la colaboración a nivel regional para avanzar en la construcción de un mercado único de la electricidad. Esta región ha sido la primera (y hasta la fecha la única) en implementar la novedosa y compleja metodología FBMC para gestionar el uso de la capacidad de las interconexiones en el contexto del mercado diario (o mercado *spot*). La gestión del uso de las interconexiones es uno de los mayores retos para la integración de los mercados eléctricos ya que se trata de los elementos físicos de la red eléctrica de transporte que permiten interconectar los distintos países entre sí. Su papel es, por tanto, fundamental para poder integrar y conectar entre sí mercados que desde una perspectiva histórica se han desarrollado a nivel nacional. Según el Reglamento europeo 2015/1222, relativo a la gestión de las situaciones de congestión en la red eléctrica, (European Union (2015)), el mecanismo FBMC es el que se debe privilegiar para calcular la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones, ya que es capaz de tener en cuenta el comportamiento físico de la red, permitiendo de esta forma calcular la capacidad de intercambio realmente disponible en las interconexiones de forma mucho más ajustada. Por tanto, es de esperar que esta metodología se extienda en los próximos años por el resto de Europa, como, por ejemplo, en los países escandinavos (Statnett (2017); Scandinavian TSOs (2020)) o en Europa central y del este (CWE and CEE Parties (2016); ENTSO-E (2022b)).

De este modo, el estudio de la implementación del FBMC en la región CWE planteado en el presente trabajo resulta especialmente interesante. Este estudio ha permitido entender y analizar el funcionamiento de este complejo mecanismo en un contexto real y en una región que ocupa un lugar destacado en el entorno europeo. La importancia de la región en el marco europeo se puede ver, tanto desde el punto de vista de su posicionamiento geográfico en el corazón de Europa, como desde el punto de vista del tamaño del mercado eléctrico, al contar con los dos mayores productores

de electricidad (y por mucha diferencia) de la Unión Europea. Los resultados derivados de este análisis pueden ser de gran utilidad para el conjunto de los actores implicados en el sector eléctrico europeo a la hora de evaluar, entender y proponer evoluciones en el contexto de la integración de los mercados eléctricos europeos. En la práctica, estos resultados pueden ser especialmente útiles para los responsables políticos de la evolución del mercado eléctrico europeo.

El objetivo de la implementación del FBMC en la región CWE ha sido mejorar la integración de los mercados eléctricos que la componen mediante un uso más eficaz de las interconexiones. En la práctica, esto se traduce en un intercambio de mayores cantidades de electricidad para poder así maximizar el beneficio que se puede obtener de estas interconexiones, como, por ejemplo, un mayor bienestar social. Esta mejora del bienestar social se obtiene cuando la electricidad fluye desde los países en los que es más barata hacia los países en los que es más cara, idealmente hasta que esta diferencia de precios desaparece. Esto ocurre cuando la capacidad de intercambio es suficiente, hablándose en este caso de convergencia. Sin embargo, cuando esta capacidad no es suficiente para lograr una igualdad de precios entre las dos zonas, se producen situaciones de congestión en las que el precio de la electricidad es diferente a uno y otro lado de la interconexión. De esta forma, el presente trabajo, se centra en estudiar las consecuencias desde el punto de vista de la convergencia de precios, derivadas de la implementación del singular y difícil mecanismo de integración realizado en la región CWE. Para ello, la convergencia de precios se ha considerado de dos formas diferentes: por un lado, para analizar la evolución de la convergencia en la región CWE tras la implementación del FBMC (en comparación con el anterior mecanismo utilizado) y, por otro lado, para identificar cuáles son los principales factores que favorecen la convergencia en la región CWE tras la implementación del FBMC. Estos análisis se han realizado utilizando los datos disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-E (ENTSO-E (2021)), la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad que, desde el 5 de enero de 2015, pone a disposición de forma abierta

un gran número de datos relativos al mercado eléctrico.

En primer lugar, los resultados de esta tesis han permitido poner en evidencia, a partir de los datos disponibles, la mejora en la convergencia de la región CWE tras la implementación del FBMC. Estos resultados han sido obtenidos comparando los datos de los primeros meses del año 2015 (anteriores al FBMC) con los de los primeros meses de los años 2016, 2017 y 2018 (posteriores al FBMC). Además de con la convergencia absoluta de precios, este análisis se ha realizado con las situaciones intermedias de convergencia y con las diferencias de precios entre las distintas zonas de oferta de la región. Los resultados han permitido identificar la desaparición de muchas situaciones intermedias de convergencia tras la implementación del FBMC, en particular aquellas correspondientes a situaciones en las que hay dos parejas que tienen el mismo precio pero distinto entre ellas. La desaparición de estas situaciones se debe probablemente al hecho de que con el FBMC, las capacidades de intercambio en las interconexiones se calculan de forma conjunta mientras que, con el método ATC, dicho cálculo se realizaba de forma individual para cada interconexión. Adicionalmente, este trabajo ha mostrado la importante reducción de las diferencias de precios que se ha dado tras la implementación del FBMC, traduciéndose en una mejora del bienestar social en la región CWE.

En segundo lugar, el trabajo de investigación aquí presentado, ha contribuido de forma muy significativa a mejorar la comprensión del novedoso mecanismo FBMC implementado en la región CWE desde el 21 de mayo de 2015. Esta mejora de la comprensión se ha realizado mediante la estimación de dos modelos diferentes cuyo objetivo era identificar los principales factores de la convergencia en la región CWE tras la implementación del FBMC. Por un lado, se ha realizado la estimación de un modelo de tipo *Random Forest* (Bosque Aleatorio), considerando datos de 2016 y 2017 y, por otro lado, se ha efectuado la estimación de un modelo *Probit*, con datos de 2015 a 2018 e incluyendo además datos relativos a fuentes de energía renovable (previsión de producción de energía solar y eólica).

Los resultados relativos al modelo *Random Forest* han sido publicados en Saez et al. (2019), siendo este el primer trabajo que considera este tipo de modelos para estudiar la convergencia en la región CWE desde que se implementó el FBMC. En esta investigación, los modelos obtenidos han mostrado una gran robustez a la hora de identificar los principales factores de la convergencia y de la congestión. Este hecho es especialmente reseñable debido a la inestabilidad que se suele asociar a los modelos de tipo *Random Forest*, en el sentido que pueden producir resultados muy diferentes si se modifican ligeramente los datos usados para el entrenamiento, (Breiman (1996); Dwyer and Holte (2007)). La forma de entrenar los árboles de decisión ha permitido solventar estas dificultades y obtener resultados muy similares para todos los modelos generados. De esta forma, el intercambio comercial desde Francia hacia Alemania se ha identificado como el principal factor que permite discriminar entre la ocurrencia de situaciones de convergencia y de congestión en la región CWE. Los intercambios comerciales de Francia hacia Alemania tienden a favorecer las situaciones de convergencia mientras que lo contrario ocurre cuando estos intercambios son demasiado bajos (o inexistentes). En este último caso, suele, más bien, haber intercambios comerciales desde Alemania hacia Francia como consecuencia de una mayor producción alemana de electricidad. La producción alemana de electricidad es justamente otra de las variables identificada de forma robusta por el modelo, favoreciendo los altos niveles de producción las situaciones de congestión. Debido al mix energético de Alemania, los altos niveles de producción se deben, en general, a una elevada producción de electricidad procedente de fuentes de energía renovable que no tiene por qué coincidir con los momentos de alto consumo, produciéndose, por tanto, situaciones de congestión en las que la capacidad de las interconexiones no es suficiente.

Los resultados relativos al modelo *Probit* han sido publicados en Corona et al. (2022), siendo este el primer trabajo en considerar datos relativos a las fuentes de energía renovable en el conjunto de la región CWE para analizar la convergencia tras la implementación del FBMC. Los resultados arrojados por este modelo han permi-

tido también identificar de forma robusta distintos esquemas de convergencia y de congestión en la región CWE, confirmando y ampliando los resultados obtenidos en el caso del modelo *Random Forest*. De nuevo, con este otro modelo se confirma el rol protagonista que tienen Francia y Alemania a la hora de explicar la convergencia o la congestión en la región CWE. Por un lado, la producción de energía renovable (solar y eólica) en Alemania parece ser uno de los principales factores de la congestión en la región CWE, confirmando explícitamente las sospechas indicadas en el caso de los *Random Forest*. Por otro lado, en el caso de Francia se pueden identificar dos aspectos diferentes: el aumento de la producción de electricidad (procedente principalmente de la energía nuclear) favorece la convergencia de precios, mientras que lo contrario ocurre cuando lo hace el consumo de electricidad. De este modo, en general, las situaciones de congestión se producen cuando Alemania exporta demasiada electricidad a otros países de la región CWE (y, en particular, a Francia). Estas situaciones son especialmente críticas cuando la producción de electricidad alemana es elevada (debido a las fuentes de energía renovable) y la demanda de electricidad en Francia es alta (a causa de algunas de sus particularidades, como la importante proporción de calentadores eléctricos de agua y la calefacción eléctrica en el parque de viviendas). De esta forma, parece que las diferencias existentes entre los países, tanto desde el punto de vista de la demanda como de la producción de electricidad, son los principales factores de la congestión en la región CWE. Esto permite entender por qué un aumento de la generación de energía renovable en los países distintos de Alemania tiende a favorecer la convergencia de precios. Además, estos resultados también permiten entender por qué el desarrollo de la energía eólica en Francia podría ser beneficiosa para mejorar la convergencia en la región CWE; la mayor producción de la energía eólica que se da durante los meses de invierno (coincidiendo con el periodo de mayor consumo de electricidad en ese país) podría contribuir a reducir de forma significativa las situaciones de congestión que se dan en la región CWE durante ese periodo del año. La homogeneización de la producción eléctrica de los países interconectados es, por tanto, favorable a la convergencia de precios, tal y como se señala también en otros trabajos,

(Gugler and Haxhimusa (2019)). Es interesante indicar igualmente que la penetración de fuentes de energía renovable ya ha sido identificada por otros autores como una de las razones que merma la integración de los mercados eléctricos, (Gianfreda et al. (2016)).

Respecto a los modelos utilizados, además de la necesidad de tener un buen conocimiento del sector eléctrico en la región CWE para interpretar correctamente los resultados, es importante destacar que la disponibilidad (y también la calidad) de los datos es uno de los aspectos más importantes para asegurarse la calidad de los resultados. De este modo, el trabajo llevado a cabo para generar la base de datos que ha permitido estimar y construir los modelos anteriormente presentados ha sido fundamental. El acceso a plataformas de datos abiertas y transparentes es, por tanto, esencial para poder analizar de forma pertinente la evolución del mercado eléctrico en Europa. Por ejemplo, si hubiese sido posible disponer de datos anteriores al 5 de enero de 2015, el estudio sobre la evolución de la convergencia tras la implementación del FBMC podría haberse ampliado para considerar un periodo de tiempo más largo (en este caso, los propietarios de los datos (los operadores de mercado), no están dispuestos a poner a disposición sus datos de forma gratuita antes de lo exigido por la reglamentación europea, (European Union (2013))).

En relación con los modelos presentados, es también interesante mencionar algunos enfoques que podrían permitir una ampliación del presente estudio. Por ejemplo, podría ser relevante introducir otros datos relativos al mercado eléctrico (como el tipo de producción, datos relativos a áreas geográficas adyacentes o datos relativos a otros mercados estrechamente relacionados con el mercado eléctrico (mercado del CO_2 o mercados de los principales combustibles) así como extender el periodo temporal del estudio incluyendo datos más recientes. Podrían también considerarse la estimación de modelos distintos a los dos presentados en este trabajo, o bien otras estrategias para construir dichos modelos (por ejemplo construyendo un modelo para cada hora del día, o día de la semana), que podrán diferir según el objetivo con el que se construya

dicho modelo (mejorar la explicabilidad, mejorar la precisión de la predicción, etc.). También podrían establecerse modelos para predecir otras variables objetivo (en vez de la convergencia absoluta de precios), como por ejemplo la diferencia de precios entre regiones interconectadas o el bienestar social.

No obstante, es necesario tener en cuenta las limitaciones asociadas a los modelos basados en los datos. En efecto, los cambios estructurales en el sistema pueden tener consecuencias significativas en los modelos si estos son suficientemente importantes, como, por ejemplo, el desarrollo de las fuentes de energía renovable (y en particular de la eólica marina como se ha visto en el caso de Alemania), la modificación del mecanismo de acoplamiento de mercados (retirada del parche para evitar los intercambios contra-intuitivos con el mecanismo FBMC en 2020, (CWE TSOs (2020))), la construcción de nuevos interconectores (construcción y puesta en servicio del interconector entre Bélgica y Alemania en 2020, (ELIA (2016))) o la reconfiguración de las zonas de oferta interconectadas entre sí (como podría ser, por ejemplo, el caso de la división de Alemania en dos zonas, (ENTSO-E (2019))). Sin embargo, no hay que olvidar que estos modelos basados en los datos pueden ser determinantes a la hora de tomar una decisión sobre los cambios estructurales del mercado eléctrico de la región CWE, en particular, y a nivel europeo, en general.

Los responsables políticos de la integración de los mercados eléctricos a nivel europeo, así como el resto de actores relevantes del sector, deben tener en cuenta los resultados anteriormente expuestos con el objetivo de proponer cambios pertinentes y de fuerte impacto en el marco de la construcción de un mercado eléctrico plenamente integrado en la región CWE, en particular, y a nivel europeo, en general. Estos resultados son especialmente relevantes cuando los parques de producción de electricidad de las zonas interconectadas son diferentes (como es el caso de la región CWE, véase la Figura 2.19). Además, el mayor beneficio en la interconexión de mercados se obtiene cuando los parques de producción de los países interconectados son diferentes, pero también es esa situación la que conduce a mayores niveles de congestión. En efecto, si

los dos países son muy similares desde el punto de vista de la producción y la demanda de electricidad, los intercambios de electricidad (en condiciones normales) serán muy bajos y no tendría gran interés económico la interconexión de estos dos países. Esta paradoja ya ha sido señalada en otros trabajos, (Ochoa and van Ackere (2015)), y debe tenerse en cuenta sobre todo cuando se interconectan países (o zonas de oferta en un sentido más general) que llevan a cabo políticas energéticas diferentes que terminan por traducirse en importantes diferencias entre ambos países en el marco de la producción y consumo de electricidad. También es importante tener en cuenta que interconectar países que utilizan tecnologías diferentes para producir electricidad es muy interesante desde el punto de vista de la garantía del suministro eléctrico ya que, en caso de dificultad, se dispone de una mayor variedad y capacidad de producción de electricidad. De este modo, lo que resulta indiscutible, es que es necesario aumentar la capacidad de intercambio de las interconexiones existentes (y construir nuevas interconexiones si fuera necesario) para minimizar las situaciones de objetivo y obtener de esta forma mayores beneficios del acoplamiento de los mercados eléctricos.

Junto con la evolución del mercado eléctrico diario en Europa, es necesario tener en cuenta que otros muchos aspectos del sector eléctrico están evolucionando. Muchos de estos cambios son posibles gracias a las mejoras técnicas y al desarrollo de nuevas tecnologías (como nuevos medios de producción de electricidad, nuevos sistemas de almacenamiento de electricidad o el uso de nuevas tecnologías para comunicar y utilizar los datos disponibles). En el marco del mercado eléctrico, es importante considerar la evolución que se está dando en los mercados a más corto plazo que el mercado diario, como el mercado intradiario o el mercado de balance o equilibrio. Por ejemplo, en el caso del mercado intradiario, en el futuro debería implementarse también el mecanismo FBMC para gestionar el uso de las interconexiones (Central Western Europe National Regulatory Authorities (2015); European Union (2015)), y de este modo los métodos de análisis introducidos en el presente trabajo podrían adaptarse fácilmente a este nuevo horizonte temporal. Además, con el desarrollo cada vez más importante de

las fuentes de energía renovable (solar y eólica en particular), estos mercados a muy corto plazo van a ir cobrando todavía mayor importancia, ya que la predicción fiable y certera de la capacidad de producción a partir de estas fuentes de energía sólo se puede realizar con pocas horas de antelación. De este modo, cada vez va a ser más frecuente tener que gestionar los desajustes que se van dando en el mercado eléctrico según van evolucionando las previsiones de generación de electricidad.

Además de los aspectos relacionados con los mercados de compraventa de electricidad, es importante considerar la evolución de otros aspectos, como el de los mecanismos de capacidad, cuyo objetivo es asegurar a largo plazo la existencia de medios de producción (o de capacidad de reducir de forma efectiva y segura el consumo de electricidad) para cubrir la demanda de electricidad en todo momento. La utilización de este tipo de mecanismos a nivel europeo puede llevar también a tener en cuenta el uso de las interconexiones ya que, como ha podido verse en este trabajo, su uso es también una forma de aumentar la producción de electricidad en un país (mediante importaciones) pero esto obliga a reservar una cierta capacidad de la interconexión para esta eventualidad (y reducir por tanto la capacidad disponible en el marco de los mercados de compraventa de electricidad). De forma más general, estos sistemas se pueden relacionar con la importancia de la flexibilidad del sistema eléctrico (tanto desde el punto de vista de la producción como de la demanda) que cada vez va a tener un mayor valor y relevancia. Factores como la introducción masiva del vehículo eléctrico (cuyas baterías se pueden utilizar como medio de almacenamiento de electricidad mediante tarifas eléctricas adaptadas), el desarrollo de las fuentes de energía renovable (cuya producción puede variar de forma muy importante a lo largo del día), o la introducción del hidrógeno como vector energético (por ejemplo para almacenar electricidad), ofrecen nuevas oportunidades y hacen necesario que el sistema eléctrico sea cada vez más flexible y reactivo a los distintos cambios que se están dando y, a los que están por venir. En este sentido, se puede mencionar también el importante énfasis que está poniendo la Unión Europea respecto a la eficiencia energética cuyo objetivo

es reducir el consumo de energía y, por tanto, de electricidad en los próximos años (aunque sin tener en cuenta los nuevos usos como el coche eléctrico o la producción de hidrógeno a partir de electricidad). En este contexto, las interacciones con el mercado diario de la electricidad van a ir evolucionando y se van a ir fortaleciendo muchos de los vínculos que existen entre todos estos aspectos del sector eléctrico. Las interconexiones van a tener un papel protagonista en este cambio y por ello es fundamental entender su papel y saber cuáles son sus consecuencias respecto a las distintas dimensiones de este sector. Tener en cuenta todas estas interacciones, que a veces pueden ser complementarias y en otros casos contradictorias, es fundamental para lograr un desarrollo óptimo del sector de la electricidad en Europa. Todos estos aspectos podrían considerarse en trabajos futuros sobre el estudio de la integración de los mercados eléctricos en Europa, pudiéndose considerar dichos aspectos de forma conjunta o por separado.

El presente trabajo contribuye de forma decisiva en mejorar el entendimiento, en condiciones reales de funcionamiento, de las consecuencias que tiene la introducción de cambios mayores en el mercado eléctrico, en este caso la implementación del FBMC para gestionar el uso de las interconexiones en el mercado diario de la electricidad en la región CWE. El estudio de la mejora de la convergencia lograda con este nuevo mecanismo y la identificación de los principales factores de la congestión en la región CWE tras su implementación, son las principales aportaciones de esta tesis. La identificación de los principales factores de la congestión en el mercado eléctrico ha permitido ver que la congestión se da principalmente cuando existen desequilibrios (tanto en la producción como en la demanda) entre los países interconectados, situaciones en las que justamente puede esperarse un mayor beneficio del acoplamiento y de la integración de los mercados eléctricos. Además, es importante señalar que los resultados obtenidos en este estudio son especialmente relevantes, ya que el mecanismo FBMC debería extenderse en el futuro a nuevas regiones europeas (CWE and CEE Parties (2016); Scandinavian TSOs (2020)) así como a nuevos mercados de compraventa de electricidad (Central Western Europe National Regulatory Authorities (2015)). Es, por tanto,

necesario que los responsables políticos y otros actores relevantes del sector eléctrico (como los gestores de la red de transporte y distribución de electricidad, los operadores de mercado o las autoridades reguladoras), tengan en cuenta estas conclusiones para proponer cambios que permitan mejorar de forma significativa la integración de los mercados eléctricos. La principal mejora debería ir orientada al incremento de la capacidad de los interconectores, construyendo nuevos o aumentando la de los ya existentes cuando estos han sido identificados como especialmente influyentes respecto a la congestión (sin olvidar también el desarrollo de algunas líneas de transporte internas cuya falta de capacidad también puede ser responsable de algunas situaciones de congestión, como en el caso de Alemania, (Singh et al. (2016))). Además, a la hora de proponer cambios en el funcionamiento del mercado eléctrico, es muy importante tener en cuenta que detrás de dicho mercado hay un sistema físico (con medios de producción, puntos de consumo y una infraestructura de transporte) cuyo funcionamiento responde, en última instancia, a las leyes de la física y que no pueden modificarse. Por ello, es fundamental que las modificaciones propuestas tiendan a considerar de forma más realista el funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto, como es justamente el caso de la utilización del mecanismo FBMC respecto al método ATC. Junto con las interacciones existentes con los otros aspectos del mercado eléctrico y con el funcionamiento del sistema eléctrico en general, la coordinación a nivel europeo entre los distintos actores implicados en el desarrollo de la integración del mercado eléctrico resulta indispensable si se quiere optimizar de forma global el sistema eléctrico y obtener los mayores beneficios posibles para el conjunto de la sociedad. De esta forma se confirma la importancia de coordinar las políticas energéticas nacionales de los países interconectados para poder sacar el mayor provecho posible de la integración de los mercados eléctricos, tal y como se indica en el Reglamento 2019/943 de la Unión Europea, relativo al mercado interior de la electricidad, (European Union (2019d)). La toma de decisiones a nivel europeo será, por tanto, un elemento fundamental en el futuro para asegurar el éxito de los cambios que se están dando, y de los que están por venir, en el sector eléctrico europeo.

Bibliografía

- Aatola, P., Ollikainen, M., and Toppinen, A. (2013). Impact of the carbon price on the integrating european electricity market. *Energy Policy*, 61:1236 – 1251.
- Abdel-Khalek, H., Schäfer, M., Vásquez, R., Unnewehr, J. F., and Weidlich, A. (2019). Forecasting cross-border power transmission capacities in Central Western Europe using artificial neural networks. *Energy Informatics*.
- Abrell, J. and Rausch, S. (2016). Cross-country electricity trade, renewable energy and european transmission infrastructure policy. *Journal of Environmental Economics and Management*, 79:87–113.
- ACER/CEER (2014). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013. *Annual Report*.
- ACER/CEER (2015). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014. *Annual Report*.
- ACER/CEER (2017). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2016. Technical report, ACER/CEER.
- ACER/CEER (2019). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018. Technical report, ACER/CEER.
- Alasseur, C. and Féron, O. (2018). Structural price model for coupled electricity markets. *Energy Economics*, 75:104–119.

- Alfares, H. and Nazeeruddin, M. (2002). Electric load forecasting: literature survey and classification of methods. *International Journal of Systems Science*, 33(1):23–34.
- Atănăsoae, P., Pentiuc, R. D., Hopulele, E., Ailoe, I. C., and Irimia, C. F. (2019). Analysis of the price coupling mechanism in the day ahead electricity markets. In *2019 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS)*, pages 1–4.
- Benhmad, F. and Percebois, J. (2016). Wind power feed-in impact on electricity prices in Germany 2009-2013. *European Journal of Comparative Economics*, 13(1):81–96.
- Benhmad, F. and Percebois, J. (2018). Photovoltaic and wind power feed-in impact on electricity prices: The case of Germany. *Energy Policy*, 119:317–326.
- Bjørndal, E., Mette, B., and Cai, H. (2018). Flow-Based Market Coupling in the European Electricity Market – A Comparison of Efficiency and Feasibility. Discussion Papers 2018/14, Norwegian School of Economics, Department of Business and Management Science.
- Bollino, C. A., Ciferri, D., and Polinori, P. (2013). Integration and convergence in European electricity markets. Quaderni del Dipartimento di Economia, Finanza e Statistica 114/2013, Università di Perugia, Dipartimento Economia.
- Bosco, B., Parisio, L., Pelagatti, M., and Baldi, F. (2010). Long-run relations in european electricity prices. *Journal of Applied Econometrics*, 25(5):805–832.
- Breiman, L. (1996). Bagging Predictors. *Machine Learning*, 24(2):123–140.
- Breiman, L. (2001). Random forests. *Machine Learning*, 45(1):5–32.
- Brijs, T., De Jonghe, C., Hobbs, B., and Belmans, R. (2017). Interactions between the design of short-term electricity markets in the CWE region and power system flexibility. *Applied Energy*, 195:36–51.

- Bruninx, K., Madzharov, D., Delarue, E., and D'haeseleer, W. (2013). Impact of the German nuclear phase-out on Europe's electricity generation—A comprehensive study. *Energy Policy*, 60:251–261.
- Central Western Europe National Regulatory Authorities (2015). CWE NRAs on Flow-Based Market Coupling. *Position Paper*.
- Cepeda, M. (2018). Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets. *Energy Policy*, 119:28 – 40.
- Ciferri, D., D'Errico, M. C., and Polinori, P. (2019). Integration and convergence in european electricity markets. *Economia Politica*, 222.
- Clean Energy Wire (2021). First power link between Germany and Belgium begins operation. <https://www.cleanenergywire.org/news/first-power-link-between-germany-and-belgium-begins-operation>. Fecha de consulta: 2021-07-27.
- Conseil français de l'énergie (2014). Analyse théorique et modélisation de la formation des prix en France et en Allemagne. Technical report, Conseil français de l'énergie.
- Corona, L. (2018). Integración de los mercados eléctricos europeos de la región del Centro-Oeste Europeo. Technical report, Universidad Nacional de Educación a Distancia, Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales.
- Corona, L., Mochon, A., and Saez, Y. (2022). Electricity market integration and impact of renewable energy sources in the central western europe region: Evolution since the implementation of the flow-based market coupling mechanism. *Energy Reports*, 8:1768–1788.
- Crasta, C., Agabus, H., and Palu, I. (2020). Eu electricity market design issues and solutions for increased res penetration. In *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6.

- CWE and CEE Parties (2016). Memorandum of Understanding on the development of a common CWE and CEE CCR's day-ahead flow-based capacity calculation methodology and the merger of the CEE and CWE CCR. Technical report, Entsoe.
- CWE Authorities (2007). Memorandum of Understanding of the pentilateral energy forum on market coupling and security of supply in Central Western Europe. Technical report, CWE Authorities.
- CWE Experts (2011). CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report. Technical report, CWE Experts.
- CWE National Regulatory Authorities (2015). Position Paper of CWE NRAs on Flow-Based Market Coupling . Technical report, CWE Nation Regulatory Authorities.
- CWE Partners (2015). CWE Flow-Based Market Coupling. *Communication to Market Participants*.
- CWE TSOs (2020). Documentation of the CWE FB MC solution: A basis for the formal approval-request. Technical report, TSOs de la región CWE.
- Dallinger, B., Auer, H., and Lettner, G. (2018). Impact of harmonised common balancing capacity procurement in selected Central European electricity balancing markets. *Applied Energy*, 222:351–368.
- de Menezes, L. and Houllier, M. (2015). Germany's nuclear power plant closures and the integration of electricity markets in Europe. *Energy Policy*, 85:357–368.
- de Menezes, L. and Houllier, M. (2016). Reassessing the integration of European electricity markets: A fractional cointegration analysis. *Energy Economics*, 53:132–150.
- de Menezes, L., Houllier, M., and Tamvakis, M. (2016). Time-varying convergence in European electricity spot markets and their association with carbon and fuel prices. *Energy Policy*, 88:613–627.

- Du, J. and Lai, K. (2017). Modeling Dependence between European Electricity Markets with Constant and Time-varying Copulas. In *Procedia Computer Science*, volume 122, pages 94–101.
- Dwyer, K. and Holte, R. (2007). Decision tree instability and active learning. In *European Conference on Machine Learning*, pages 128–139.
- EDF (2022). Mieux comprendre le mécanisme de capacité en 3 questions clés. <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/decryptage-du-marche-de-l-energie/mieux-comprendre-le-mecanisme-de-capacite-en-3-questions-cles>. Fecha de consulta: 2022-02-12.
- Egerer, J., Weibezahn, J., and Hermann, H. (2016). Two Price Zones for the German Electricity Market: Market Implications and Distributional Effects. *Energy Economics*, 59:365–381.
- ELIA (2016). Le projet alegro: Interconnexion entre la belgique et l’allemagne. Technical report, ELIA.
- Elia (2019). Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 - 2030. Technical report, Elia.
- ENEX (2022). Price Coupling of Regions. <https://www.enexgroup.gr/pcr>. Fecha de consulta: 2022-01-12.
- ENTSO-E (2019). Annex 1: Considerations on Bidding Zone Review Region “Central Europe” Bidding Zone configurations. Technical report, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- ENTSO-E (2020). Completing the map Power system needs in 2030 and 2040. Technical report, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- ENTSO-E (2021). ENTSO-E Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu>. Fecha de consulta: 2021-10-17.

- ENTSO-E (2021). Options for the design of European Electricity Markets in 2030 - Discussion Paper for Stakeholder Consultation. Technical report, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- ENTSO-E (2022a). Single Intraday Couplings. https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/. Fecha de consulta: 2022-03-13.
- ENTSO-E (2022b). The Core Flow-Based Market Coupling project parties provide an update on the project planning and inform about communication channels towards market participants. <https://www.entsoe.eu/news/2020/03/04/the-core-flow-based-market-coupling-project-parties-provide-an-update-on-the-project-planning-and-inform-about-communication-channels-towards-market-participants/>. Fecha de consulta: 2022-01-14.
- EPEX (2022). Glossary. <https://www.epexspot.com/en/glossary>. Fecha de consulta: 2022-01-29.
- European Commission (2014a). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION - Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022. *Official Journal of the European Union*, C 80(February):C 80/1 – C 80/89.
- European Commission (2014b). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION - Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020. *Official Journal of the European Union*, C 200(June):C 200/1 – C 200/55.
- European Commission (2020). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. *SWD(2020) 273 final*, COM/2020/741(December).
- European Commission (2022a). Guidelines on State aid for climate, environmental pro-

- tection and energy 2022. https://dataminer2.pjm.com/feed/rt_da_monthly_lmmps/definition. Fecha de consulta: 2022-04-10.
- European Commission (2022b). Questions and Answers - Emissions Trading – Putting a Price on carbon. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3542. Fecha de consulta: 2022-02-24.
- European Parliament (2022). INTERNAL ENERGY MARKET. https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/en/FTU_2.1.9.pdf. Fecha de consulta: 2022-03-01.
- European Union (1997). Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. *Official Journal of the European Union*, L 27(January):L 27/20 – L 27/29.
- European Union (2003a). Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC. *Official Journal of the European Union*, L 176(July):L 176/37 – L 176/55.
- European Union (2003b). Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity . *Official Journal of the European Union*, L 176(July):L 176/1 – L 176/10.
- European Union (2009a). Directive of 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 2003/54/EC. *Official Journal of the European Union*, L211(August):L 211/55 – L 211/93.
- European Union (2009b). Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation

- of Energy Regulators . *Official Journal of the European Union*, L 211(August):L 211/1 – L 211/14.
- European Union (2009c). Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003 . *Official Journal of the European Union*, L 211(August):L 211/15 – L 211/35.
- European Union (2011). Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency . *Official Journal of the European Union*, L 326(December):L 326/1 – L 326/16.
- European Union (2012a). Consolidated version of the Treaty on the Functioning of the European Union. *Official Journal of the European Union*, C 326(October):C 326/47 – C 326/390.
- European Union (2012b). Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. *Official Journal of the European Union*, L 315(November):L 315/1 – L 315/56.
- European Union (2013). Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council . *Official Journal of the European Union*, L 163(August):L 163/1 – L 163/12.
- European Union (2015). Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. *Official Journal of the European Union*, L 197(July):L 197/24 – L 197/72.
- European Union (2016). Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September

2016 establishing a guideline on forward capacity allocation. *Official Journal of the European Union*, L 259(September):L 259/42 – L 259/68.

European Union (2017). Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing. *Official Journal of the European Union*, L 312(November):L 312/6 – L 312/53.

European Union (2018a). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. *Official Journal of the European Union*, L 328(December):L 328/82 – L 328/209.

European Union (2018b). Directive (EU) 2018/2002 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency. *Official Journal of the European Union*, L 328(December):L 328/210 – L 328/230.

European Union (2018c). Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency. *Official Journal of the European Union*, L 156(June):L 156/75 – L 156/91.

European Union (2018d). Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action, amending Regulations (EC) No 663/2009 and (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, Directives 94/22/EC, 98/70/EC, 2009/31/EC, 2009/73/EC, 2010/31/EU, 2012/27/EU and 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council, Council Directives 2009/119/EC and (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No 525/2013 of the European Parliament and of the Council. *Official Journal of the European Union*, L 328(December):L 328/1 – L 328/77.

European Union (2019a). Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU . *Official Journal of the European Union*, L 158(June):L 158/125 – L 158/199.

European Union (2019b). Regulation (EU) 2019/941 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on risk-preparedness in the electricity sector and repealing Directive 2005/89/EC . *Official Journal of the European Union*, L 158(June):L 158/1 – L 158/21.

European Union (2019c). Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. *Official Journal of the European Union*, L 158(June):L 158/22 – L 158/53.

European Union (2019d). Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. *Official Journal of the European Union*, L 158(June):L 158/54 – L 158/124.

Eurostat (2021). Electricity production, consumption and market overview. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview#Electricity_generation. Fecha de consulta: 2021-11-12.

Eurostat (2022). Energy consumption in households. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households#Energy_consumption_in_households_by_type_of_end-use. Fecha de consulta: 2022-03-02.

Fattler, S. and Pelling, C. (2016). The value of flexibility and the effect of an integrated european intraday-market. In *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–5.

- Felling, T. and Weber, C. (2018). Consistent and robust delimitation of price zones under uncertainty with an application to Central Western Europe. *Energy Economics*, 75:583–601.
- Felten, B., Osinski, P., Felling, T., and Weber, C. (2021). The flow-based market coupling domain - why we can't get it right. *Utilities Policy*, 70:101136.
- Feng, Q., Vasile, R., Segond, M., Gozolchiani, A., Wang, Y., Abel, M., Havlin, S., Bunde, A., and Dijkstra, H. (2016). ClimateLearn: A machine-learning approach for climate prediction using network measures. *Geoscientific Model Development Discussions*, pages 1–18.
- Filho, J., Affonso, C., and de Oliveira, R. (2015). Energy price classification in north brazilian market using decision tree. In *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–5.
- Finck, R. (2021). Impact of Flow Based Market Coupling on the European Electricity Markets. *Sustainability Management Forum / NachhaltigkeitsManagementForum*, pages 1–14.
- Fleiss, J., Cohen, J., and Everitt, B. (1969). Large sample standard errors of kappa and weighted kappa. *Psychological Bulletin*, 72(5):323–327.
- Fragkioudaki, A., Marinakis, A., and Cherkaoui, R. (2015). Forecasting price spikes in european day-ahead electricity markets using decision trees. In *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–5.
- France Inter (2021). Éoliennes en mer : pourquoi la France est à la traîne ? <https://www.franceinter.fr/environnement/eoliennes-en-mer-pourquoi-la-france-est-a-la-traine>. Fecha de consulta: 2021-10-07.
- Fraunholz, C., Hladik, D., Keles, D., Möst, D., and Fichtner, W. (2020). On the long-term efficiency of market splitting in germany. Technical report, Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

- Geoffrey, K. and Kelvin, K. (2007). Predicting electricity energy consumption: A comparison of regression analysis, decision tree and neural networks. *Energy*, 32(9):1761–1768.
- Gianfreda, A., Parisio, L., and Pelagatti, M. (2016). Revisiting long-run relations in power markets with high res penetration. *Energy Policy*, 94:432 – 445.
- Goop, J., Odenberger, M., and Johnsson, F. (2017). The effect of high levels of solar generation on congestion in the European electricity transmission grid. *Applied Energy*, 208:1128–1140.
- Goutte, S. and Vassilopoulos, P. (2019). The value of flexibility in power markets. *Energy Policy*, 125:347–357.
- Granitto, P., Furlanello, C., Biasioli, F., and Gasperi, F. (2006). Recursive feature elimination with random forest for PTR-MS analysis of agroindustrial products. *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, 83(2):83–90.
- Grossi, L., Heim, S., Hüscherlath, K., and Waterson, M. (2018). Electricity market integration and the impact of unilateral policy reforms. *Oxford Economic Papers*, 70(3):799–820.
- Gugler, K. and Haxhimusa, A. (2019). Market integration and technology mix: Evidence from the German and French electricity markets. *Energy Policy*, 126:30–46.
- Gugler, K., Haxhimusa, A., and Liebensteiner, M. (2016). Integration and efficiency of european electricity markets: Evidence from spot prices. Department of economics working papers, Vienna University of Economics and Business, Department of Economics.
- Gur, K., Chatzikyriakou, D., Baschet, C., and Salomon, M. (2018). The reuse of electrified vehicle batteries as a means of integrating renewable energy into the european electricity grid: A policy and market analysis. *Energy Policy*, 113:535–545.

- Guyon, I., Weston, J., Barnhill, S., and Vapnik, V. (2002). Gene selection for cancer classification using support vector machines. *Machine Learning*, 46(1-3):389–422.
- Halbrügge, S., Schott, P., Weibelzahl, M., Buhl, H. U., Fridgen, G., and Schöpf, M. (2021). How did the german and other european electricity systems react to the covid-19 pandemic? *Applied Energy*, 285:116370.
- Hameed, Z., Hong, Y., Cho, Y., Ahn, S., and Song, C. (2009). Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review.
- Han, J. and Papavasiliou, A. (2015). Congestion management through topological corrections: A case study of Central Western Europe. *Energy Policy*, 86:470–482.
- Hastie, T., Tibshirani, R., and Friedman, J. (2009). *The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction*, volume 2. Springer.
- Hawker, G., Bell, K., and Gill, S. (2017). Electricity security in the european union—the conflict between national capacity mechanisms and the single market. *Energy Research & Social Science*, 24:51 – 58. Conflict, Cooperation, and Change in the Politics of Energy Interdependence.
- Heide, D., [von Bremen], L., Greiner, M., Hoffmann, C., Speckmann, M., and Bofinger, S. (2010). Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable europe. *Renewable Energy*, 35(11):2483 – 2489.
- Heijden, T. V. D., Lago, J., Palensky, P., and Abraham, E. (2021). Electricity price forecasting in european day ahead markets: A greedy consideration of market integration. *IEEE Access*, 9:119954–119966.
- Hellwig, M., Schober, D., and Woll, O. (2020). Measuring market integration and estimating policy impacts on the swiss electricity market. *Energy Economics*, 86:104637.

- Hernandez, L., Baladron, C., Aguiar, J., Carro, B., Sanchez-Esguevillas, A., Lloret, J., and Massana, J. (2014). A Survey on Electric Power Demand Forecasting: Future Trends in Smart Grids, Microgrids and Smart Buildings. *Communications Surveys & Tutorials, IEEE*, 16(3):1460–1495.
- Hirth, L., Mühlenpfordt, J., and Bulkeley, M. (2018). The ENTSO-E Transparency Platform – A review of Europe’s most ambitious electricity data platform. *Applied Energy*, 225:1054–1067.
- Hosseini, S., Amjady, N., Shafie-khah, M., and Catalão, J. (2016). A new multi-objective solution approach to solve transmission congestion management problem of energy markets. *Applied Energy*, 165:462–471.
- Huang, D., Zareipour, H., Rosehart, W., and Amjady, N. (2012). Data mining for electricity price classification and the application to demand-side management. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(2):808–817.
- Huisman, R. and Kiliç, M. (2013). A history of European electricity day-ahead prices. *Applied Economics*, 45(18):2683–2693.
- Huppmann, D. and Egerer, J. (2015). National-strategic investment in European power transmission capacity. *European Journal of Operational Research*, 247(1):191–203.
- IAEA (2015). *The Fukushima Daiichi Accident*. Non-serial Publications. INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Vienna.
- IRENA (2015). Renewable Energy Auctions, a guide to design. Technical report, International Renewable Energy Agency.
- Janda, K., Málek, J., and Rečka, L. (2017). Influence of renewable energy sources on transmission networks in Central Europe. *Energy Policy*, 108:524–537.
- Keppler, J. H., Phan, S., and Pen, Y. L. (2016). The impacts of variable renewable production and market coupling on the convergence of french and german electricity prices. *The Energy Journal*, 37(3):343–359.

- Ketterer, J. C. (2014). The impact of wind power generation on the electricity price in germany. *Energy Economics*, 44:270 – 280.
- Kristiansen, T. (2020). The flow based market coupling arrangement in europe: Implications for traders. *Energy Strategy Reviews*, 27:100444.
- Krollner, B., Vanstone, B., and Finnie, G. (2010). Financial time series forecasting with machine learning techniques: A survey. *European Symposium on Artificial Neural Networks: Computational and Machine Learning*, pages 25–30.
- Labandeira, X., Labeaga, J. M., and Teixedó, J. J. (2021). Major Reforms in Electricity Pricing: Evidence from a Quasi-Experiment. *The Economic Journal*. ueab076.
- Lagarde, C. M. and Lantz, F. (2018). How renewable production depresses electricity prices: Evidence from the German market. *Energy Policy*, 117:263–277.
- Lago, J., De Ridder, F., and De Schutter, B. (2018a). Forecasting spot electricity prices: Deep learning approaches and empirical comparison of traditional algorithms. *Applied Energy*, 221:386–405.
- Lago, J., De Ridder, F., Vrancx, P., and De Schutter, B. (2018b). Forecasting day-ahead electricity prices in Europe: The importance of considering market integration. *Applied Energy*, 211:890–903.
- Lago, J., Marcjasz, G., De Schutter, B., and Weron, R. (2021). Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark. *Applied Energy*, 293:116983.
- Lam, L., Ilea, V., and Bovo, C. (2018). European day-ahead electricity market coupling: Discussion, modeling, and case study. *Electric Power Systems Research*, 155:80–92.
- Lampropoulos, I., Van den Broek, M., Van der Hoofd, E., Hommes, K., and Van Sark, W. (2018). A system perspective to the deployment of flexibility through aggregator companies in the Netherlands. *Energy Policy*, 118:534–531.

- Le, H. L., Ilea, V., and Bovo, C. (2019). Integrated european intra-day electricity market: Rules, modeling and analysis. *Applied Energy*, 238:258 – 273.
- Li, K., Cursio, J. D., Jiang, M., and Liang, X. (2019). The significance of calendar effects in the electricity market. *Applied Energy*, 235:487–494.
- Lloyd, S. (1982). Least squares quantization in pcm. *IEEE Transactions on Information Theory*, 28(2):129–137.
- Málek, J., Rečka, L., and Janda, K. (2018). Impact of German Energiewende on transmission lines in the central European region.
- Mann, H. B. and Whitney, D. R. (1947). On a test of whether one of two random variables is stochastically larger than the other. *Ann. Math. Statist.*, 18(1):50–60.
- Market Observatory for Energy (2017). Quarterly Report on European Electricity Markets. Technical report, European Commission.
- Market Observatory for Energy (2018a). Quarterly Report on European Electricity Markets. Technical report, European Commission.
- Market Observatory for Energy (2018b). Quarterly Report on European Electricity Markets. Technical report, European Commission.
- Matilla García, M., Pérez Pascual, P., and Sanz Carnero, B. (2017). *Econometría y predicción*. McGraw-Hill.
- McFadden, D. (1977). Quantitative Methods for Analyzing Travel Behaviour of Individuals: Some Recent Developments. Cowles Foundation Discussion Papers 474, Cowles Foundation for Research in Economics, Yale University.
- Mochón, A. and Sáez, Y. (2011). *Entendiendo las Subastas*. Lulu.
- Morales, L. and Hanly, J. (2018). European power markets—a journey towards efficiency. *Energy Policy*, 116:78 – 85.

- Mori, H. and Awata, A. (2007). Data mining of electricity price forecasting with regression tree and normalized radial basis function network. In *2007 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, pages 3743–3748.
- Mulder, M. and Scholtens, B. (2013). The impact of renewable energy on electricity prices in the netherlands. *Renewable Energy*, 57:94 – 100.
- Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, 94:401–410.
- Newbery, D. (2020). Capacity remuneration mechanisms or energy-only markets? the case of belgium’s market reform plan. *Energy Policy Research Group, University of Cambridge*, pages 1–37.
- Newbery, D., Pollitt, M. G., Ritz, R. A., and Strielkowski, W. (2018). Market design for a high-renewables european electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91:695 – 707.
- Newbery, D., Strbac, G., and Viehoff, I. (2016). The benefits of integrating european electricity markets. *Energy Policy*, 94:253–263.
- Nguyen, T., Huang, J., and Nguyen, T. (2015). Unbiased feature selection in learning random forests for high-dimensional data. *Scientific World Journal*, 2015.
- Ochoa, C. and van Ackere, A. (2015). Winners and losers of market coupling. *Energy*, 80:522–534.
- OEM (2022). Ontario Electricity Market (OEM). <http://www.ieso.ca/en/power-data/data-directory>. Fecha de consulta: 2022-02-12.
- OFGEM (2014). *Annual Report and Accounts*. Office of Gas and Electricity Markets.
- OMIE (2022a). Curvas agregadas de oferta y demanda. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggregate-supply->

- [curves?scope=daily&date=2022-04-05&hour=12](#). Fecha de consulta: 2022-04-12.
- OMIE (2022b). Spanish Electricity Market. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>. Fecha de consulta: 2022-02-12.
- Panapakidis, I. and Dagoumas, A. (2016). Day-ahead electricity price forecasting via the application of artificial neural network based models. *Applied Energy*, 172:132–151.
- Pape, C. (2018). The impact of intraday markets on the market value of flexibility — decomposing effects on profile and the imbalance costs. *Energy Economics*, 76:186–201.
- PCR (2020). EUPHEMIA Public Description, PCR Market Coupling ALgorithm. Technical report, Price Coupling of Regions.
- Peng, D. and Poudineh, R. (2019). Electricity market design under increasing renewable energy penetration: Misalignments observed in the european union. *Utilities Policy*, 61:100970.
- Pham, T. (2015). *Market power in power markets in Europe : the Cases in French and German wholesale electricity markets*. Theses, Université Paris Dauphine - Paris IX.
- Phan, S. and Roques, F. (2015). Is the depressive effect of renewables on power prices contagious? A cross border econometric analysis. *Cambridge Working Papers in Economics*, 1527:1–20.
- Pillay, A., Prabhakar Karthikeyan, S., and Kothari, D. (2015). Congestion management in power systems – A review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 70:83–90.

- Pinto, T., Silva, H., Vale, Z., Santos, G., and Praça, I. (2015). Pan-european electricity market simulation considering the european power network capacities. In *2015 26th International Workshop on Database and Expert Systems Applications (DEXA)*, pages 91–95.
- Pircalabu, A. and Benth, F. (2017). A regime-switching copula approach to modeling day-ahead prices in coupled electricity markets. *Energy Economics*, 68:283 – 302.
- PJM (2022). PJM Electricity Market. https://dataminer2.pjm.com/feed/rt_da_monthly_lmps/definition. Fecha de consulta: 2022-02-12.
- Plancke, G., De Vos, K., De Jonghe, C., and Belmans, R. (2016). Efficient use of transmission capacity for cross-border trading: Available transfer capacity versus flow-based approach. In *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGY-CON)*, pages 1–5.
- Pollitt, M. G. (2019). The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment. *Review of Industrial Organization*, 55(1):63–87.
- Poplavskaia, K., Totschnig, G., Leimgruber, F., Doorman, G., Etienne, G., and de Vries, L. (2020). Integration of day-ahead market and redispatch to increase cross-border exchanges in the european electricity market. *Applied Energy*, 278:115669.
- Quintana, D., Saez, Y., and Isasi, P. (2017). Random Forest Prediction of IPO Underpricing. *Applied Sciences*, 7(6):636.
- REE (2022). Península - Seguimiento de la demanda de energía eléctrica. <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total/2021-06-09>. Fecha de consulta: 2022-01-14.
- REN21 (2021). Renewables 2021 Global Status Report. Technical report, Renewable energy policy network for the 21st century.
- Ringler, P., Keles, D., and Fichtner, W. (2017). How to benefit from a common European electricity market design. *Energy Policy*, 101:629–643.

- Rokach, L. and Maimom, O. (2007). *Data mining with decision trees: theory and applications*. Springer.
- RTE (2020). Bilan Electrique 2019. Technical report, RTE, Réseau de transport d'électricité.
- RTE (2022). Concevoir et mettre en oeuvre des mécanismes de marché innovants pour le système électrique. <https://www.rte-france.com/chaque-seconde-courant-passe/concevoir-et-mettre-en-oeuvre-des-mecanismes-de-marche-innovants-pour-le-systeme-electrique>. Fecha de consulta: 2022-02-11.
- Ruppert, M., Slednev, V., Finck, R., Ardone, A., and Fichtner, W. (2020). Utilising distributed flexibilities in the european transmission grid. In Bertsch, V., Ardone, A., Suriyah, M., Fichtner, W., Leibfried, T., and Heuveline, V., editors, *Advances in Energy System Optimization*, pages 81–101, Cham. Springer International Publishing.
- Sadeghi-Mobarakeh, A., Kohansal, M., Papalexakis, E., and Mohsenian-Rad, H. (2017). Data mining based on random forest model to predict the california iso day-ahead market prices. In *2017 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–5.
- Saez, Y., Mochon, A., Corona, L., and Isasi, P. (2019). Integration in the european electricity market: A machine learning-based convergence analysis for the central western europe region. *Energy Policy*, 132:549 – 566.
- Sapankevych, N. and Sankar, R. (2009). Time series prediction using support vector machines: A survey. *IEEE Computational Intelligence Magazine*, 4(2):24–38.
- Scandinavian TSOs (2020). Supporting document for the second amendment of the Nordic Capacity Calculation Region’s proposal for capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222

- of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. *Executive Summary*.
- Schermeyer, H., Vergara, C., and Fichtner, W. (2018). Renewable energy curtailment: A case study on today's and tomorrow's congestion management. *Energy Policy*, 112:427–4366.
- Schönheit, D., Bruninx, K., Kenis, M., and Möst, D. (2022). Improved selection of critical network elements for flow-based market coupling based on congestion patterns. *Applied Energy*, 306:118028.
- Schönheit, D., Kenis, M., Lorenz, L., Möst, D., Delarue, E., and Bruninx, K. (2021). Toward a fundamental understanding of flow-based market coupling for cross-border electricity trading. *Advances in Applied Energy*, 2:100027.
- Singh, A., Frei, T., Chokani, N., and Abhari, R. (2016). Impact of unplanned power flows in interconnected transmission systems – Case study of Central Eastern European region. *Energy Policy*, 91:287–303.
- Singh, N., Mohanty, S., and Dev Shukla, R. (2017). Short term electricity price forecast based on environmentally adapted generalized neuron. *Energy*, 125:127–139.
- Spiliotis, K., Gutierrez, A., and Belmans, R. (2016). Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids. *Applied Energy*, 182:613–624.
- Spiridonova, O. (2016). Transmission capacities and competition in Western European electricity market. *Energy Policy*, 96:260–273.
- Statnett (2017). System operations and market development plan 2017-2021. *Executive Summary*.
- Staudt, P., Schimdt, M., Gärttner, J., and Weinhardt, C. (2018). A decentralized approach towards resolving transmission grid congestion in Germany using vehicle-to-grid technology. *Applied Energy*, 230:1435–1446.

- Sánchez de la Nieta, A. and Contreras, J. (2020). Quantifying the effect of renewable generation on day-ahead electricity market prices: The spanish case. *Energy Economics*, 90:104841.
- Tableau Software (2022). Buscar clústeres en datos. <https://help.tableau.com/current/pro/desktop/es-es/clustering.htm>. Fecha de consulta: 2022-03-05.
- TENNET (2022a). Go Live of congestion management on the German-Austrian Bidding Zone Border (DE-AT BZB) on 1st of October 2018. <https://www.tennet.eu/tinyurl-storage/detail/go-live-of-congestion-management-on-the-german-austrian-bidding-zone-border-de-at-bzb-on-1st-of-oc/>. Fecha de consulta: 2022-03-10.
- TENNET (2022b). Market-based congestion management. <https://www.tennet.eu/electricity-market/german-market/congestion-management/market-based-congestion-management/>. Fecha de consulta: 2022-01-05.
- Trittin, J. (2001). Act on granting priority to renewable energy sources (renewable energy sources act, germany, 2000). *Solar Energy*, 70(6):489 – 504. Grid-Connected PV.
- Trujillo-Baute, E., del Río, P., and Mir-Artigues, P. (2018). Analysing the impact of renewable energy regulation on retail electricity prices. *Energy Policy*, 114:153–164.
- Ugedo, A., Lobato, E., Franco, A., Rouco, R., Fernandez-Caro, J., and Chofre, J. (2006). Strategic bidding in sequential electricity markets. *Generation, Transmission and Distribution, IEEE Proceedings*, 153(4):431–442.
- Ullah, I., Yang, F., Khan, R., Liu, L., Yang, H., Gao, B., and Sun, K. (2017). Predictive maintenance of power substation equipment by infrared thermography using a machine-learning approach. *Energies*, 10(12).

- Unger, E., Ulfarsson, G., Gardarsson, S., and Matthiasson, T. (2018). The effect of wind energy production on cross-border electricity pricing: The case of western Denmark in the Nord Pool market. *Economic Analysis and Policy*, 58:121–130.
- Unión Europea (2022a). Capacity mechanisms. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en#annual-monitoring-reports. Fecha de consulta: 2022-03-01.
- Unión Europea (2022b). Reglamentos, directivas y otros actos legislativos. https://european-union.europa.eu/institutions-law-budget/law/types-legislation_es. Fecha de consulta: 2022-03-03.
- Van den Bergh, K., Boury, J., and Delarue, E. (2016). The Flow-Based Market Coupling in Central Western Europe: Concepts and definitions. *Electricity Journal*, 29(1):24–29.
- Van den Bergh, K., Bruninx, K., and Delarue, E. (2018). Cross-border reserve markets: network constraints in cross-border reserve procurement. *Energy Policy*, 113:193–205.
- Vicente Vírseada, J. A., González Arias, J., Parra Rodríguez, F., and Beltrán Pascual, M. (2019). *Métodos de data science aplicados a la economía y a la administración y dirección de empresas*. UNED.
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future.
- Wyrwoll, L., Nobis, M., Raths, S., and Moser, A. (2021). Evolution of fundamental price determination within electricity market simulations. *Energies*, 14(17).
- Zad, B. B., Toubreau, J.-F., Vatandoust, B., Bruninx, K., Grève, Z. D., and Vallée, F. (2021). Enhanced integration of flow-based market coupling in short-term adequacy assessment. *Electric Power Systems Research*, 201:107507.

Zalzar, S., Bompard, E., Purvins, A., and Masera, M. (2020). The impacts of an integrated european adjustment market for electricity under high share of renewables.

Energy Policy, 136:111055.

Zweifel, P., Praktiknjo, A., and Erdmann, G. (2017). *Energy Economics: Theory and Applications*. Springer Texts in Business and Economics. Springer Berlin Heidelberg.

Anexos

Anexo A

Acrónimos

La Tabla A.1 da una lista de los acrónimos y de sus significados.

Tabla A.1: Acrónimos

Acrónimo	Correspondencia	Descripción
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators	Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía
ATC	Available transfer capacity	Capacidad Disponible de Intercambio
BE	Bélgica	Código correspondiente a la zona de oferta belga (compuesta por Bélgica)
BIC	Bayesian Information Criterion	Criterio de Información Bayesiano (machine learning)
BNetzA	German regulatory office for electricity, gas, telecommunications, post and railway markets	Agencia alemana de regulación para los mercados de la electricidad, del gas, de las telecomunicaciones, del correo postal y del sector ferroviario
CAISO	California Independent System Operator	Operador independiente del sistema en California

Tabla A.1 Acrónimos – continuación

Acrónimo	Correspondencia	Descripción
CBCO	CriticalBranches/Critical Outages	Rama Crítica – Evento Crítico
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie	Comisión de Regulación de la Energía
CWE	Central Western European	Centro-oeste europeo
DE	Alemania	Código correspondiente a la zona de oferta alemana (compuesta por Alemania, Luxemburgo y Austria hasta el 1 de octubre de 2018)
DSO	Distribution System Operator	Gestor de la Red de Distribución
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad
EU DSO Entity	European Union Distribution System Operator Entity	Entidad de la Unión Europea de Gestores de la Red de Distribución
EUPHEMIA	Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm	Algoritmo de casación utilizado para el acoplamiento de los mercados europeos de la electricidad
FBMC	Flow-Based Market Coupling	Acoplamiento de mercados mediante el método basado en los flujos de energía
FR	Francia	Código correspondiente a la zona de oferta francesa (compuesta por Francia)
GME	Gestore dei Mercati Energetici	Operador de mercado en Italia
GW	Gigawattio	Unidad de potencia equivalente a 1000 MW

Tabla A.1 Acrónimos – continuación

Acrónimo	Correspondencia	Descripción
GWh	Gigavatio Hora	Unidad de energía equivalente a 1000 MWh
IEA	International Energy Agency	Agencia Internacional de la Energía
IRENA	International Renewable Energy Agency	Agencia Internacional de la Energía Renovable
k -NN	k Nearest Neighbors	k -vecinos (machine learning)
MW	Megavatio	Unidad de potencia, o bien de energía por segundo
MWh	Megavatio Hora	Unidad de energía , equivalente a un megavatio producido durante una hora
NL	Países Bajos	Código correspondiente a la zona de oferta neerlandesa (compuesta por Países Bajos)
OMI	Operador de Mercado Ibérico	
PCR	Price Coupling of regions	Acoplamiento de Mercados Regionales por el Precio
PTDF-matrix	Power Transfer Distribution Factor-matrix	Factores de Transmisión y Distribución de Electricidad
PX	Power Exchange	Operador de mercado
RAM	Remaining Available Margin	Margen disponible para el intercambio
REE	Red Eléctrica de España	
RF	Random Forest	Bosque Aleatorio (machine learning)
RFE	Recursive Feature Elimination	Eliminación Recursiva de los Atributos (machine learning)

Tabla A.1 Acrónimos – continuación

Acrónimo	Correspondencia	Descripción
RTE	Réseau de Transport d'Électricité	Gestor de la red de transporte en Francia
TSO	Transmission System Operator	Gestor de la Red de Transporte
TW	Teravatio	Unidad de potencia equivalente a 1000 GW
TWh	Teravatio Hora	Unidad de energía equivalente a 1000 GWh
UE	Unión Europea	
XBID	Cross-Border Intraday Market Project	Proyecto de Acoplamiento de Mercados Intradíarios Transfronterizos

Fuente: Elaboración propia

Anexo B

Evolución de los mecanismos de apoyo para el desarrollo de las fuentes de energía renovables

El gráfico B.1 muestra la evolución de distintos mecanismos de apoyo para el desarrollo de las fuentes de energía renovables entre 2005 y 2014.

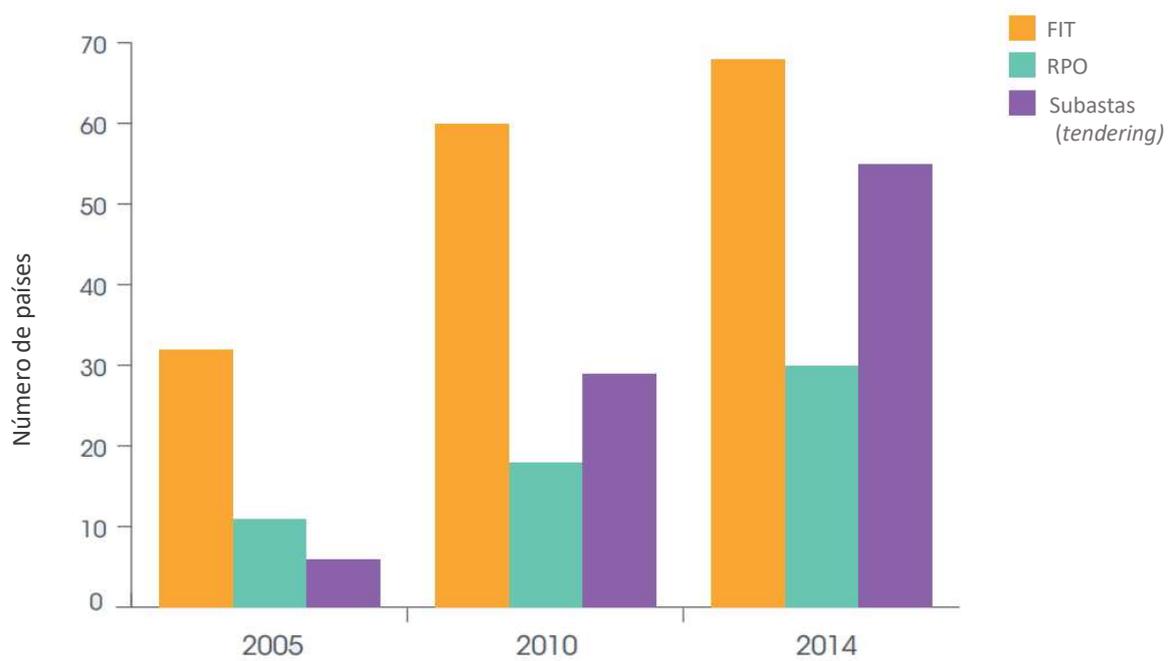


Figura B.1: Número de países utilizando las distintas políticas para el desarrollo de las energías renovables (FIT corresponde a la política de precio mínimo garantizado y RPO a la política de establecimiento de cuotas mínimas para las energías renovables) (Fuente: Gráfico proveniente de IRENA (2015))

Anexo C

Ejemplo de curvas agregadas de oferta y demanda de electricidad en el contexto del mercado diario de la electricidad

En este anexo se presenta una curva agregada de oferta y demanda de electricidad real para una hora concreta, en este caso se trata de los datos ofrecidos por el operador de mercado de la Península Ibérica. La Figura C.1 permite visualizar de forma más realista el orden de mérito presentado en la Figura 2.10 del Apartado 2.2.2 (pero en este caso no se identifican explícitamente los distintos tipos de medios de producción).

12/4/22, 0:30

Curvas agregadas de oferta y demanda | OMIE

Curvas agregadas de oferta y demanda Hora 12 - 05/04/2022

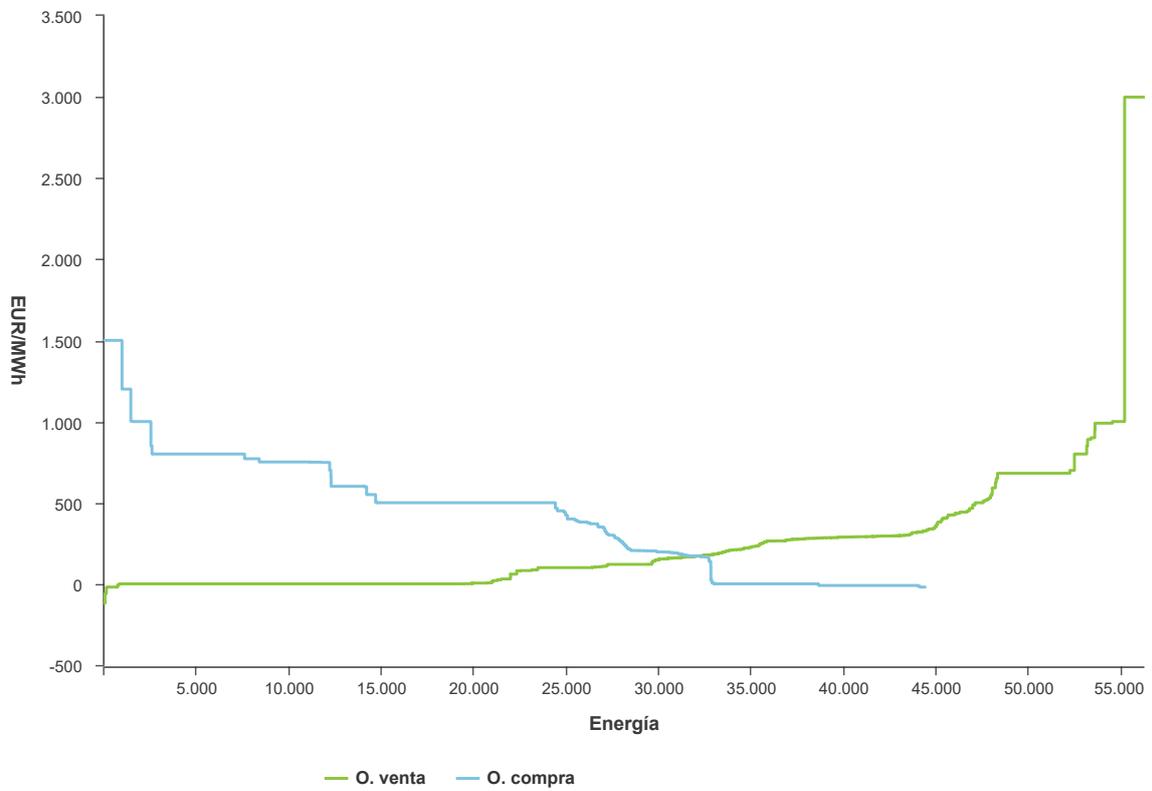


Figura C.1: Curvas agregadas de oferta (*venta*) y demanda (*compra*) de electricidad el 5 de abril de 2022 a las 12 horas en el mercado ibérico (España y Portugal) (*Fuente: OMIE, OMIE (2022a)*)

Anexo D

Descripción estadística complementaria de la base de datos

Esta anexo contiene información estadística más detallada de las distintas variables que componen la base de datos descrita en el Capítulo 4.

La Tabla D.1 contiene la información relativa al conjunto de variables extraídas de la plataforma de transparencia ENTSO-E (salvo los precios), las unidades son las mismas que las de la Tabla 4.20.

La Tabla D.2 contiene la información relativa a las variables relacionadas con los precios, las unidades son las mismas que las de la Tabla 4.19.

La Tabla D.3 contiene la información relativa a las variables calculadas de desequilibrio entre generación y demanda de electricidad, las unidades son las mismas que las de la Tabla 4.21.

El gráfico D.1 describe la repartición de los tipos de convergencia en la región CWE entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018. En la Tabla 4.14 describe las distintas situaciones intermedias que se dan en la región CWE.

Tabla D.1: Resumen de los datos extraídos de la plataforma de transparencia de ENTSO-E entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018

Nombre variable	Recuento	Media	Mediana	SD*	Mínimo	Máximo
BE_com_FR	31704	236	84	366	0	2957
BE_com_NL	31704	275	14	508	0	4574
DE_com_FR	31704	1678	1252	1514	0	9291
DE_com_NL	31704	1534	1488	928	0	5940
FR_com_BE	31704	1259	1039	1157	0	6716
FR_com_DE	31704	569	193	802	0	6127
NL_com_BE	31704	646	417	673	0	3666
NL_com_DE	31704	104	0	246	0	3062
Day_ahead_load_forecast_BE	31704	9827	9857	1357	6522	13380
Day_ahead_load_forecast_DE	31704	62185	62102	10893	33951	86408
Day_ahead_load_forecast_FR	31704	53499	51900	11673	29650	95150
Day_ahead_load_forecast_NL	31704	13568	13531	2297	6797	21476
Scheduled_generation_BE	31704	8566	8614	1723	1742	14036
Scheduled_generation_DE	31704	72166	71616	13293	33621	109695
Scheduled_generation_FR	31704	61138	59820	10271	35190	92010
Scheduled_generation_NL	31704	14874	14834	3037	5847	25077
Scheduled_Solar_generation_BE	31704	354	12	549	0	2606
Scheduled_Solar_generation_DE	31704	4403	186	6667	0	29687
Scheduled_Solar_generation_FR	31704	979	14	1351	0	5103
Scheduled_Solar_generation_NL	31704	227	16	382	0	2262
Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE	31704	318	245	268	0	1151
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	31704	1706	1518	1297	6	5363
Scheduled_Wind_Offshore_generation_FR	0	0	0	0	0	0
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	31704	173	132	157	0	899
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	31704	323	223	298	0	1499
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	31704	9319	7097	7355	292	41506
Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR	31704	2504	1956	1820	134	12547
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	31704	888	678	759	2	4589

* Desviación típica

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

Tabla D.2: Resumen de los datos relativos a los precios entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018

Nombre variable	Recuento	Media	Mediana	SD*	Mínimo	Máximo
$Convergence_{CWE}$	31704	0.33	0	0.47	0	1
MAX_MIN_PRICE_DIFFERENCE	31704	12.69	6.44	21.2	0	808.07
BE_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	31704	2.43	0	12.55	-270.54	400.69
BE_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	31704	9.92	3.36	19.29	-19.6	649.04
BE_TO_NL_PRICE_DIFFERENCE	31704	4.29	0	17.56	-72.82	616.01
FR_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	31704	7.48	1.77	15.39	-33.55	808.07
NL_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE	31704	-1.86	0	14.8	-808.07	86.32
NL_TO_DE_PRICE_DIFFERENCE	31704	5.62	0.44	11.14	-96.99	148.83
Price_BE	31704	45.19	41.14	24.31	-41.31	696.02
Price_DE	31704	35.27	33.92	16.64	-130.09	163.52
Price_FR	31704	42.76	39.91	20.76	-31.82	874.01
Price_NL	31704	40.9	38.25	14.97	0.55	175

* Desviación típica

Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E

Tabla D.3: Resumen de los datos relativos al desequilibrio entre producción y demanda entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018

Nombre variable	Recuento	Media	Mediana	SD*	Mínimo	Máximo
Generation_balance_BE	31704	-1261	-1262	1237	-20	649
Generation_balance_DE	31704	9981	9454	6096	-73	616
Generation_balance_FR	31704	7639	8031	4486	-34	808
Generation_balance_NL	31704	1306	1415	2346	-808	86

* Desviación típica

Fuente: *Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*

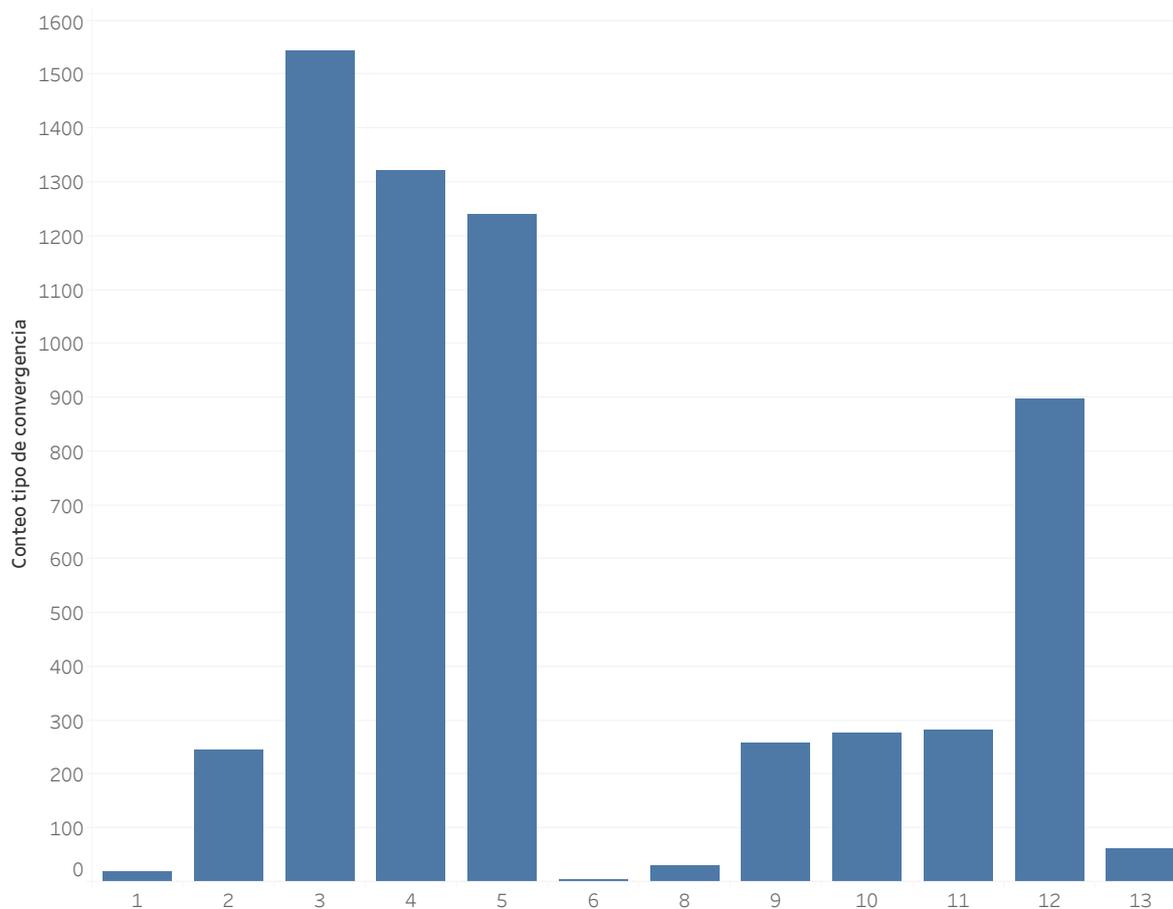


Figura D.1: Descripción de los tipos de convergencia entre el 21 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2018, ver Tabla 4.14 para correspondencia (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*).

Anexo E

Correlaciones entre variables asociadas a las diferencias de precios

Este anexo contiene las correlaciones de Pearson entre las variables de diferencias de precios de la región CWE (diferencia máxima y entre zonas). Los resultados se presentan de la misma manera que en el Apartado 5.2.

Las diferencias entre las correlaciones de Pearson y Spearman¹ son relativamente pequeñas, únicamente en el año 2017 se da el caso de una correlación de Spearman estadísticamente significativa entre las variables correspondientes al diferencial de precio entre Bélgica y Países Bajos (BE_TO_NL_PRICE_DIFFERENCE) y el diferencial de precios entre Bélgica y Francia (BE_TO_FR_PRICE_DIFFERENCE) que no lo es para la correlación de Pearson.

¹La Figura 5.8 muestra las correlaciones de Spearman.

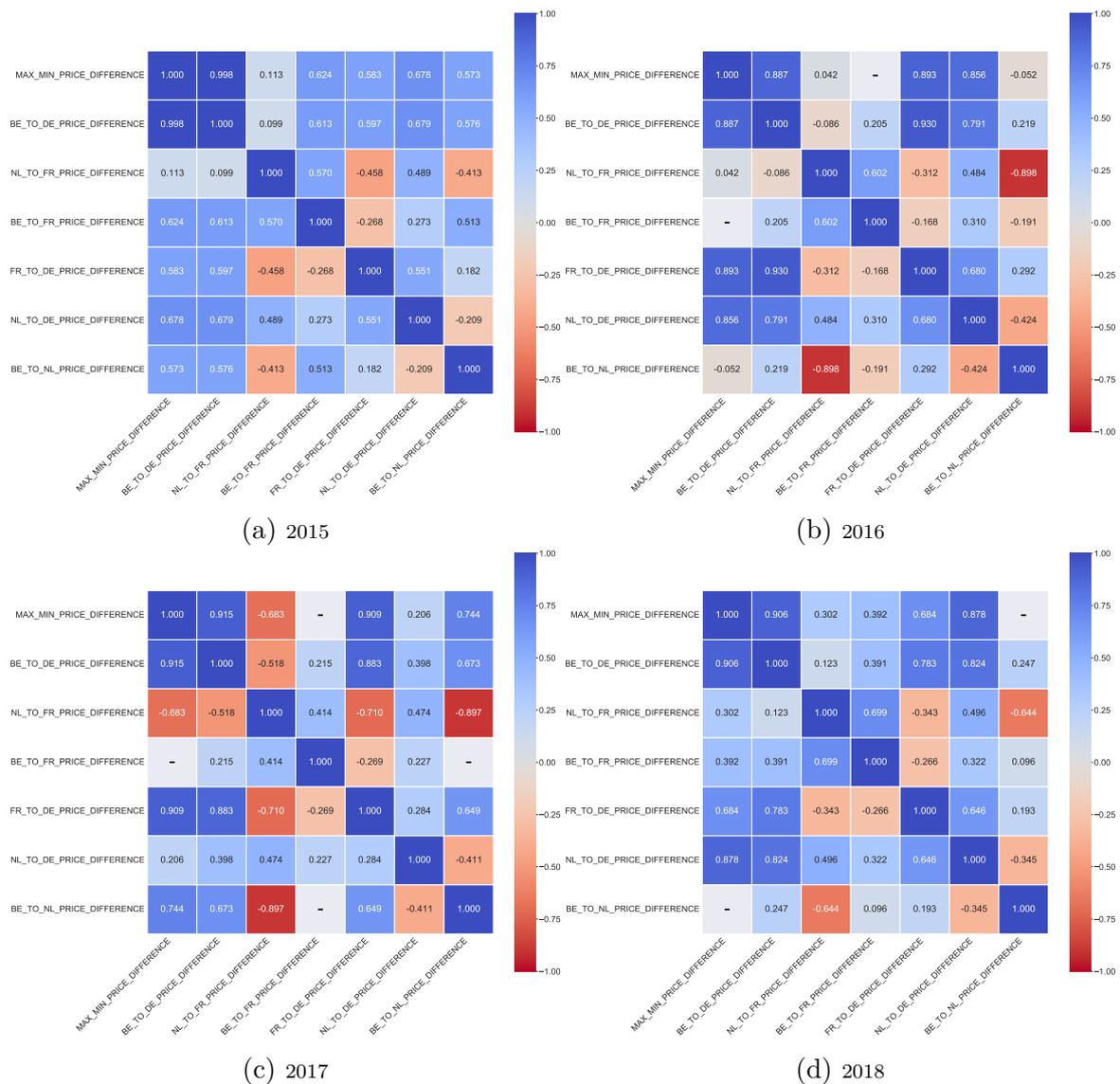


Figura E.1: Evolución de la correlación de Pearson entre las diferencias de precios en la región CWE (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)
 Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

Anexo F

Correlaciones entre variables generales

Este anexo contiene las correlaciones de Pearson entre las principales variables de la base de datos. Los resultados se presentan de la misma manera que en el Apartado 6.1.

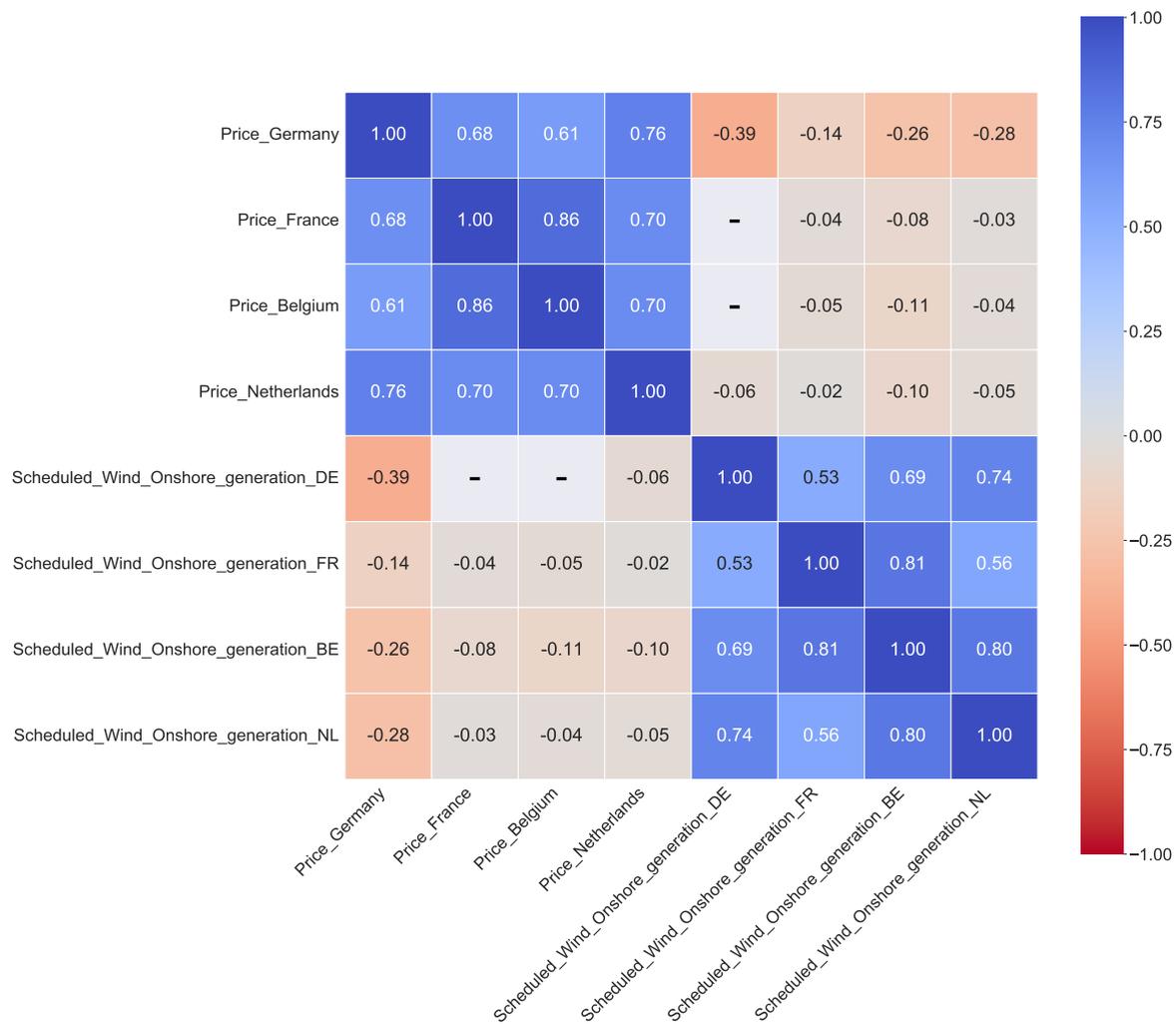


Figura F.1: Correlación de Pearson entre las variables relativas a los precios del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

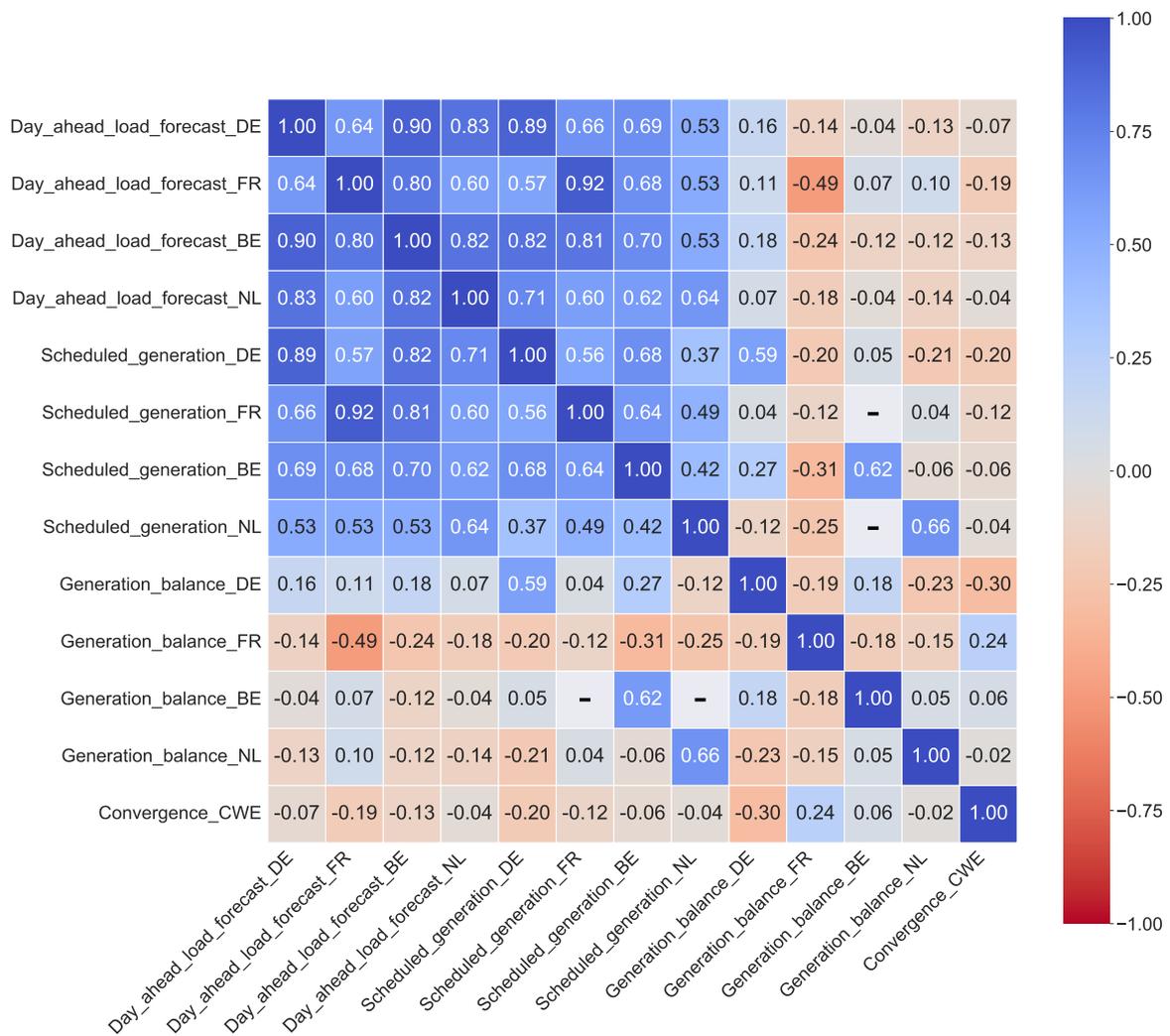


Figura F.2: Correlación de Pearson entre las variables relativas a la demanda y generación de electricidad globales del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

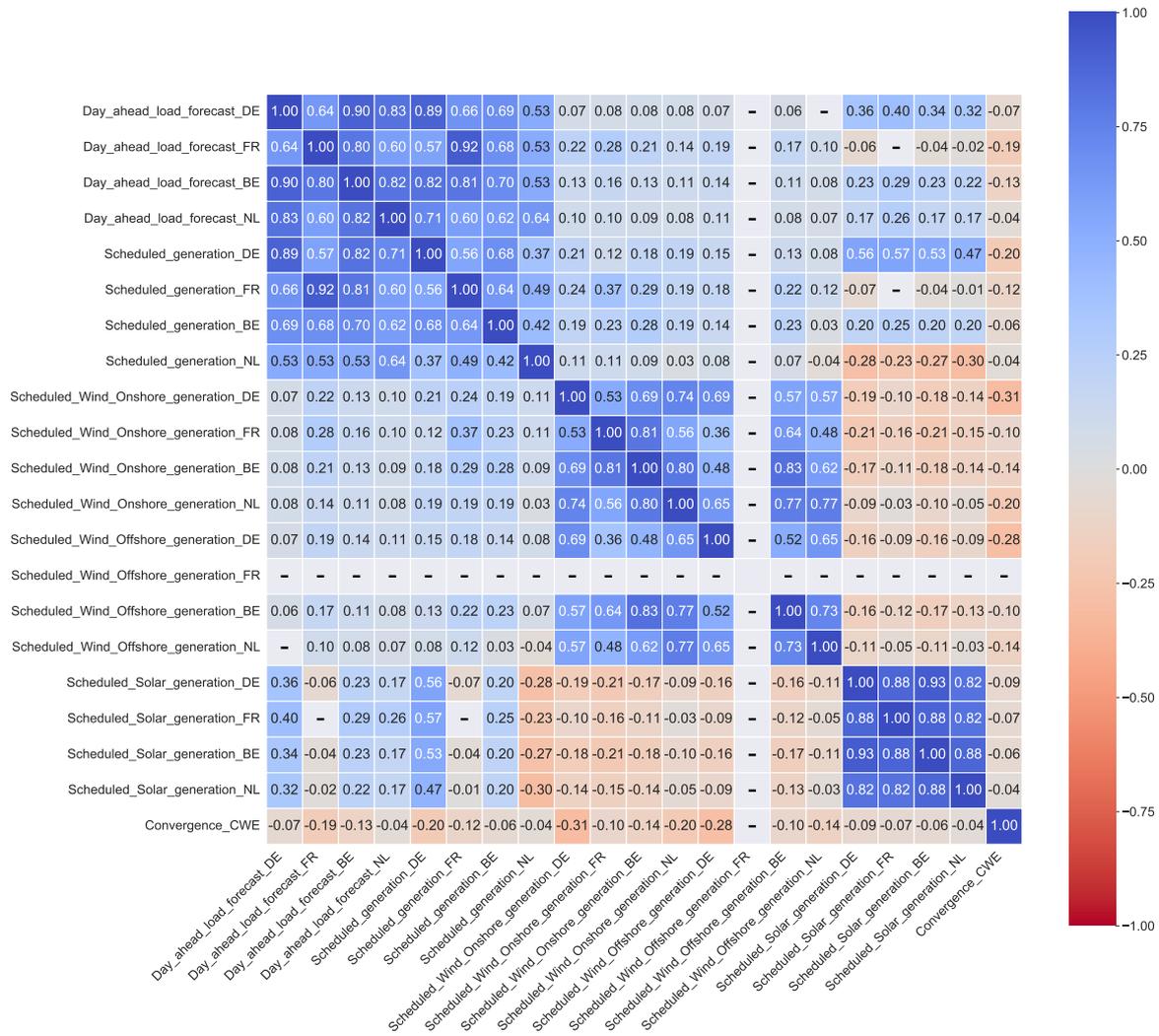


Figura F.3: Correlación de Pearson entre las variables relativas a la demanda y generación de electricidad incluyendo renovables del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

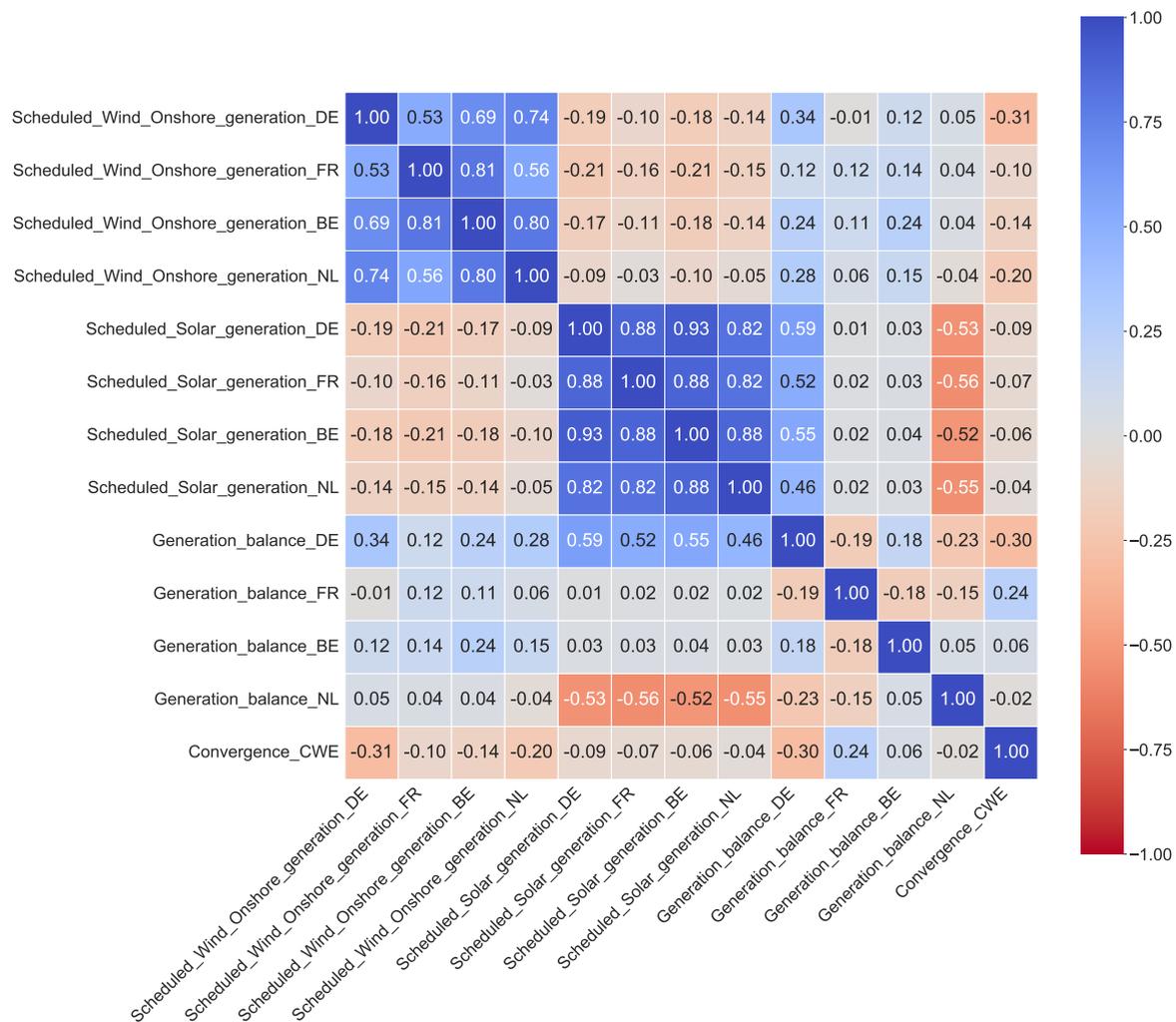


Figura F.4: Correlación de Pearson entre las variables relativas la generación de electricidad renovable y al desequilibrio de producción del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

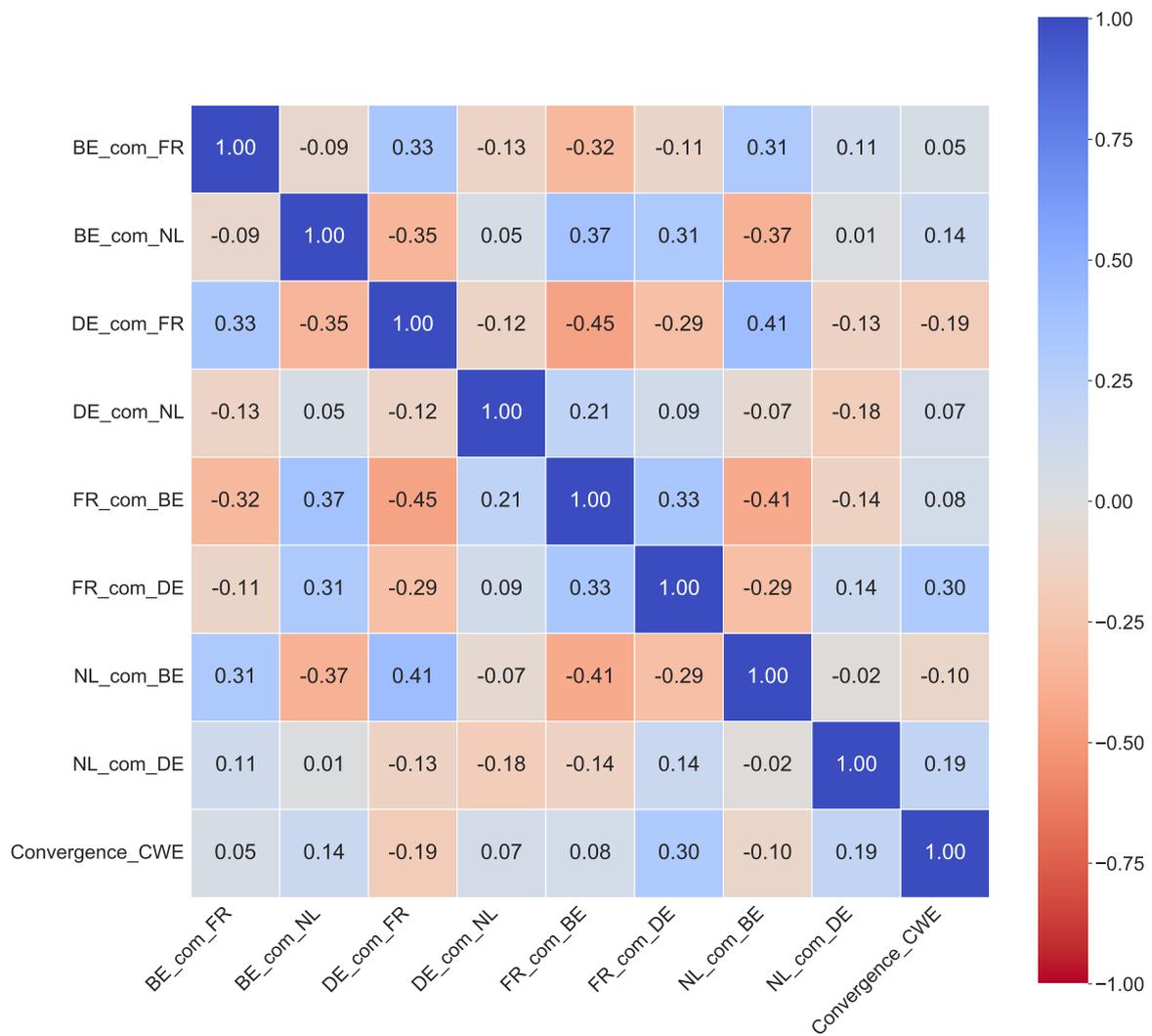


Figura F.5: Correlación de Pearson entre las variables relativas a los intercambios comerciales del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

Anexo G

Correlaciones entre variables de precio y producción de energía eólica

Este anexo contiene las correlaciones de Pearson y Spearman entre variables de precio y la producción de energía eólica terrestre asociadas a cada una de las zonas de la región CWE. Los resultados se presentan de la misma manera que en el Apartado 6.1.2.

Las Figuras G.1 y G.2 muestran las correlaciones de Pearson y Spearman (respectivamente) existentes entre las variables de precio y la producción de energía eólica terrestre. Este breve análisis que considera los datos de la base de datos correspondientes a la implementación del FBMC permite visualizar el efecto de las energías renovables sobre los precios del mercado mayorista descrito en el Apartado 2.2.2, el denominado *merit order effect of renewables*. Dicho efecto, traduce el hecho de que la introducción de energías renovables cuyo coste marginal es nulo (como en el caso de la eólica o de la solar) tiende a disminuir el precio de la electricidad.

De esta forma, se puede observar que la correlación de los precios con la producción de energía eólica durante el periodo estudiado es negativa en todos los casos y eso es especialmente cierto (y con mucha diferencia) en el caso de Alemania. La correlación negativa entre el precio en la zona alemana (Price_Germany) y la producción de energía eólica alemana (Scheduled_Wind_Onshore_Generation_DE) es en efecto la más significativa de todas, justamente el país en el que la potencia instalada de energía eólica es la más importante, véase la Figura 2.19 del Apartado 2.3.2. Aunque un estudio más exhaustivo sería necesario para analizar este efecto (como alguno de los mencionados en el Apartado 3.1), es interesante ver que se puede poner fácilmente de manifiesto el efecto de las energías renovables sobre el orden de mérito (*merit order effect of renewables*) en el caso de la energía eólica¹.

¹En el caso de la energía solar, dicho efecto no se puede poner en evidencia de la misma forma ya que su intensidad varía de forma muy específica a lo largo del día.

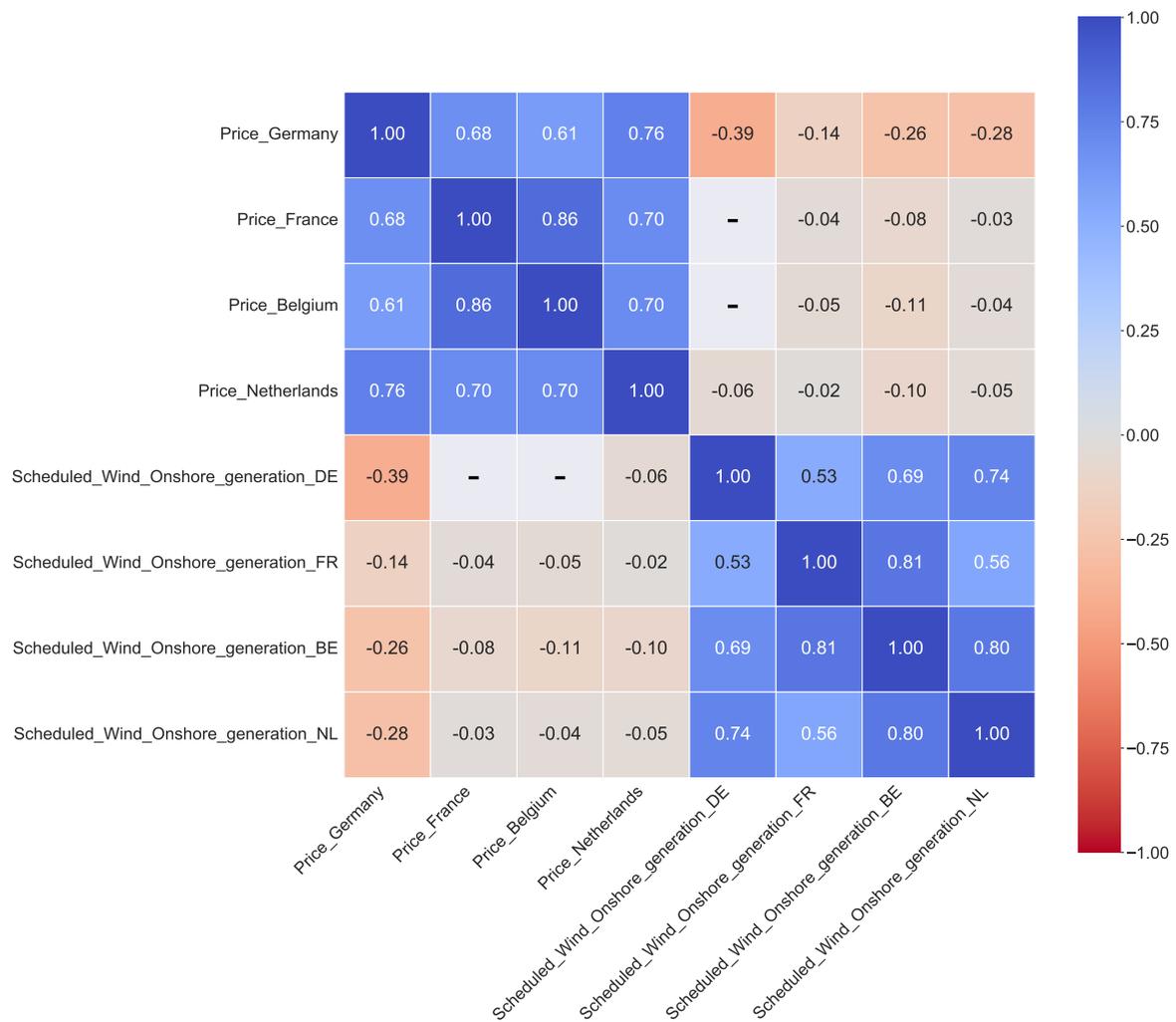


Figura G.1: Correlación de Pearson entre las variables relativas a los precios y la producción de energía eólica terrestre del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

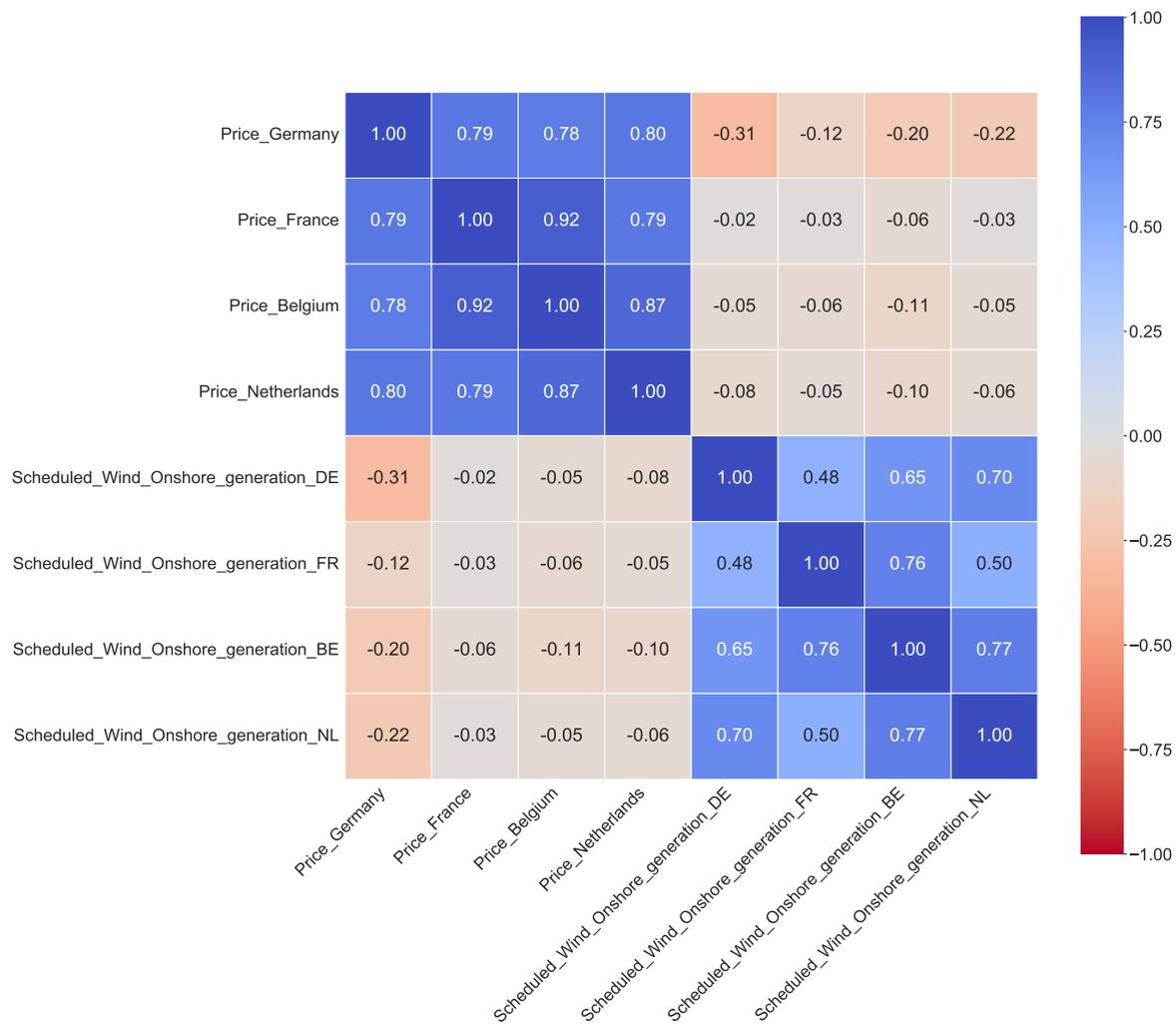


Figura G.2: Correlación de Spearman entre las variables relativas a los precios y la producción de energía eólica terrestre del 21 de mayo de 2015 al 31 de diciembre del 2018 (*Fuente: Elaboración propia basada en los datos de ENTSO-E*)

Nota: Sólo las correlaciones cuyo p-valor es inferior a 0.05 aparecen en los gráficos

Anexo H

Resultados estimación modelos

Probit

Este anexo contiene los resultados detallados de la estimación de los distintos modelos *Probit* presentados en el Apartado 6.3, así como algunas evaluaciones de los resultados del modelo.

Tabla H.1: Estimación de los coeficientes de los modelos completos

	Probit (1) completo	Probit (2) completo
	<i>Convergence_{CWE}</i>	<i>Convergence_{CWE}</i>
Intercept	-0.5480397*** (0.0186118)	-0.56938*** (0.01703)
BE_com_FR	0.0777807*** (0.0155732)	0.06494*** (0.0129)
BE_com_NL	-0.1658822*** (0.0196519)	-0.15986*** (0.01473)
DE_com_FR	-0.0711611*** (0.0171311)	-0.08585*** (0.0166)
DE_com_NL	0.2373054*** (0.0151626)	0.23953*** (0.01466)
FR_com_BE	0.0273634 (0.0340818)	
FR_com_DE	0.1576315*** (0.0159463)	0.16521*** (0.01575)
NL_com_BE	-0.0405191* (0.0213493)	
NL_com_DE	0.0686144*** (0.0111259)	0.06293*** (0.01097)
Day_ahead_load_forecast_BE	0.103092* (0.0527546)	
Day_ahead_load_forecast_DE	0.3958964*** (0.0490624)	0.44588*** (0.01097)
Day_ahead_load_forecast_FR	-1.4680485*** (0.049984)	-1.48457*** (0.01097)
Day_ahead_load_forecast_NL	-0.0003522 (0.0298319)	
Scheduled_generation_BE	0.2961531*** (0.0459105)	0.30796*** (0.02416)
Scheduled_generation_DE	-0.4058876*** (0.0513976)	-0.39108*** (0.05015)
Scheduled_generation_FR	0.898379*** (0.044734)	0.95676*** (0.04157)
Scheduled_generation_NL	-0.0505944** (0.0230248)	-0.06014** (0.0188)
Scheduled_Solar_generation_BE	0.1045403** (0.0408879)	0.13561*** (0.03347)
Scheduled_Solar_generation_DE	-0.4116011*** (0.0409663)	-0.40014*** (0.03875)
Scheduled_Solar_generation_FR	0.026825 (0.0315143)	
Scheduled_Solar_generation_NL	0.0286048 (0.0379809)	
Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE	0.0669519** (0.028687)	0.06672** (0.02854)
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	-0.1638211*** (0.0216426)	-0.16849*** (0.02153)
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	0.1462932*** (0.0427366)	0.1431*** (0.0427)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	0.1211446** (0.0388013)	0.13935*** (0.03072)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	-0.6455119*** (0.029725)	-0.64096*** (0.02947)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR	0.0329425 (0.0250783)	
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	-0.1078979** (0.0430113)	-0.10556* (0.0424)

Nota: *** $p < 0.001$; ** $0.001 < p < 0.05$; * $0.05 < p < 0.1$

Errores estándares robustos entre paréntesis

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla H.2: Estimación de los coeficientes de los modelos **Probit (1)**

	Probit (1) completo	Probit (1) reducido
	<i>Convergence_{CWE}</i>	<i>Convergence_{CWE}</i>
Intercept	-0.42629*** (0.0372)	-0.50956*** (0.02708)
BE_com_FR	0.11325*** (0.01613)	0.09533*** (0.01452)
BE_com_NL	-0.09916*** (0.02247)	-0.11004*** (0.01595)
DE_com_FR	-0.05441** (0.01654)	
DE_com_NL	0.25344*** (0.01583)	0.2583*** (0.01494)
FR_com_BE	-0.0653* (0.034)	
FR_com_DE	0.1812*** (0.01978)	0.17711*** (0.01947)
NL_com_BE	-0.08933*** (0.02211)	-0.07994*** (0.01662)
NL_com_DE	0.1657*** (0.02635)	0.17625*** (0.02577)
Day_ahead_load_forecast_BE	0.19137*** (0.05341)	0.14892*** (0.04515)
Day_ahead_load_forecast_DE	0.45685*** (0.04946)	0.45352*** (0.04551)
Day_ahead_load_forecast_FR	-1.4292*** (0.04896)	-1.47013*** (0.04689)
Day_ahead_load_forecast_NL	-0.01372 (0.03228)	
Scheduled_generation_BE	0.15908*** (0.04608)	0.21846*** (0.02792)
Scheduled_generation_DE	-0.43286*** (0.05708)	-0.47904*** (0.0562)
Scheduled_generation_FR	0.89068** (0.04592)	0.9375*** (0.04318)
Scheduled_generation_NL	-0.05193* (0.03093)	
Scheduled_Solar_generation_BE	0.10943* (0.0451)	0.15276*** (0.03678)
Scheduled_Solar_generation_DE	-0.45172*** (0.0427)	-0.41406*** (0.03963)
Scheduled_Solar_generation_FR	0.03988 (0.03568)	
Scheduled_Solar_generation_NL	0.04191 (0.0575)	
Scheduled_Wind_Offshore_generation_BE	0.08587* (0.044)	
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	-0.1937*** (0.02696)	-0.20749*** (0.02596)
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	0.24798*** (0.06276)	0.1634*** (0.04337)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	0.13827*** (0.04313)	0.18265*** (0.02431)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	-0.73689*** (0.03184)	-0.75644*** (0.03059)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_FR	0.04725 (0.03128)	
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	-0.10729** (0.04156)	

Nota: *** $p < 0.001$; ** $0.001 < p < 0.05$; * $0.05 < p < 0.1$

Errores estándares robustos entre paréntesis

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla H.3: Estimación de los coeficientes de los modelos **Probit (2)**

	Probit (2) completo	Probit (2) reducido
	<i>Convergence_{CWE}</i>	<i>Convergence_{CWE}</i>
Intercept	-0.46459*** (0.03366)	-0.51563*** (0.02701)
BE_com_FR	0.10645*** (0.01478)	0.09753*** (0.01452)
BE_com_NL	-0.11899*** (0.01649)	-0.10677*** (0.01593)
DE_com_FR	-0.05183** (0.01644)	
DE_com_NL	0.2581*** (0.01499)	0.25552*** (0.01492)
FR_com_DE	0.18814*** (0.01957)	0.18204*** (0.01942)
NL_com_BE	-0.06761*** (0.01727)	-0.08018*** (0.01663)
NL_com_DE	0.16735*** (0.02623)	0.17882*** (0.0258)
Day_ahead_load_forecast_BE	0.14805** (0.04529)	0.15138*** (0.04516)
Day_ahead_load_forecast_DE	0.42346*** (0.04591)	0.44247*** (0.04544)
Day_ahead_load_forecast_FR	-1.4273*** (0.04852)	-1.47018*** (0.04687)
Scheduled_generation_BE	0.23109*** (0.02806)	0.22453*** (0.02792)
Scheduled_generation_DE	-0.45312*** (0.05643)	-0.46903*** (0.05613)
Scheduled_generation_FR	0.89856*** (0.04455)	0.94001*** (0.04316)
Scheduled_Solar_generation_DE	-0.28689*** (0.02558)	-0.28891*** (0.02556)
Scheduled_Wind_Offshore_generation_DE	-0.20234*** (0.0266)	-0.2154*** (0.02587)
Scheduled_Wind_Offshore_generation_NL	0.27806*** (0.0607)	0.16831*** (0.04329)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_BE	0.20304*** (0.02717)	0.17109*** (0.02411)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	-0.73082*** (0.03088)	-0.74698*** (0.03045)
Scheduled_Wind_Onshore_generation_NL	-0.09818** (0.04067)	

Nota: *** $p < 0.001$; ** $0.001 < p < 0.05$; * $0.05 < p < 0.1$

Errores estándares robustos entre paréntesis

Fuente: *Elaboración propia*

A continuación se presentan resultados relativos a las evaluaciones de los modelos *Probit* estimados.

Tabla H.4: $R^2_{McFadden}$ de los modelos estimados

	Probit (1) completo	Probit (2) completo	Probit (1) reducido	Probit (2) reducido
$R^2_{McFadden}$	0.304	0.302	0.303	0.302

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla H.5: Mejores resultados de precisión para los distintos modelos estimados

Periodo	Probit (1) completo	Probit (2) completo	Probit (1) reducido	Probit (2) reducido
2018	73.15 %	73.15 %	72.96 %	73.01 %
2016-2017	78.73 %	78.71 %	78.74 %	78.64 %

Nota: en **negrita** se indican los mejores resultados para cada periodo

Fuente: *Elaboración propia*

Tabla H.6: Identificación del orden de clasificación de los coeficientes en la selección del modelo paso a paso de **Probit (1) reducido** (de acuerdo con el criterio BIC)

Variable	Posición en la predicción de $Convergence_{CWE}$
Scheduled_Wind_Onshore_generation_DE	1
FR_com_DE	2
Day_ahead_load_forecast_FR	3
Scheduled_generation_FR	4
Scheduled_Solar_generation_DE	5

Fuente: *Elaboración propia*

Anexo I

Análisis de sensibilidad del valor del umbral con los datos del año 2015

La Figura I.2 presenta el análisis de sensibilidad según el valor del umbral y para los distintos criterios que permiten evaluar los modelos *Probit* en los meses de invierno y verano del año 2015 (por separado).

La Figura I.1 muestra los mismos análisis que la Figura I.2 pero para el conjunto del año 2015 (a partir del 21 de mayo de 2015, fecha de implementación del FBMC). Esta figura es equivalente a las Figuras 6.14 y 6.15 presentadas en el Apartado 6.3.1 (pero para años distintos).

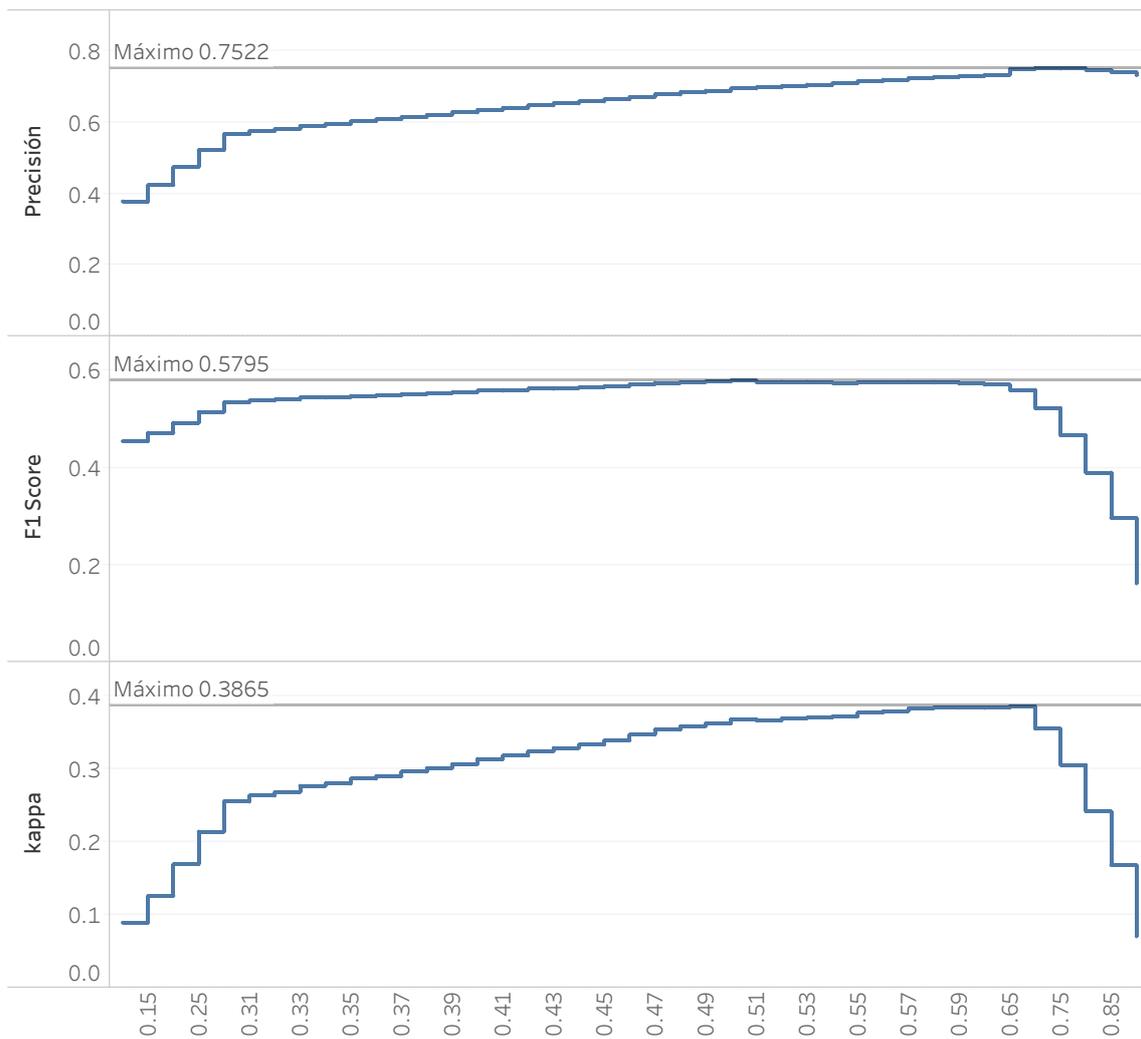
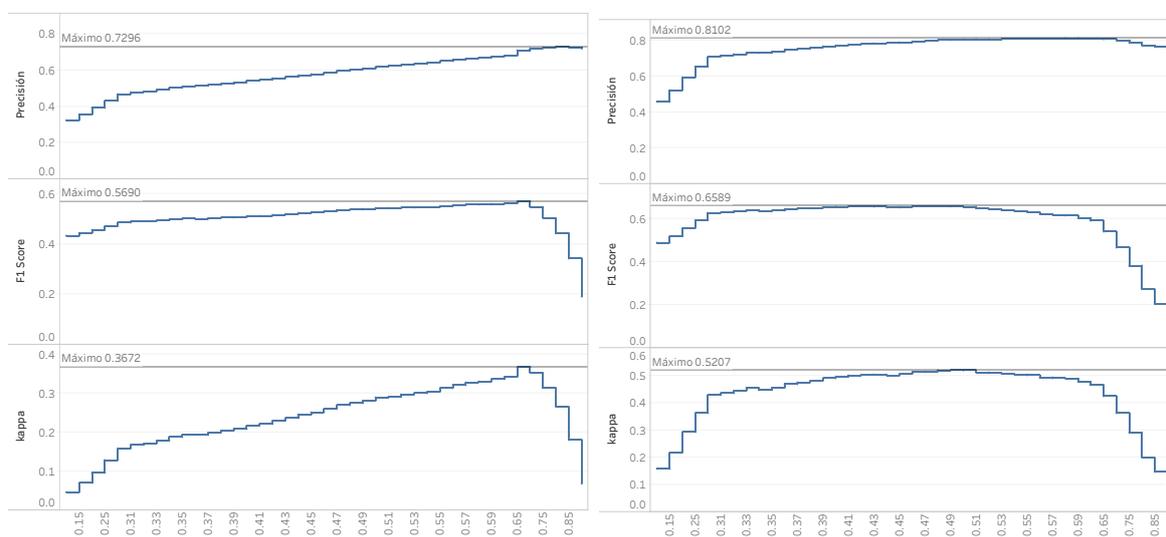


Figura I.1: Evaluación del modelo **Probit (2) completo** en 2015 en función del valor del umbral (*Fuente: Elaboración propia*)



(a) Meses de verano (mayo, junio, julio, agosto y septiembre) (b) Meses de invierno (octubre, noviembre y diciembre)

Figura I.2: Evaluación del modelo **Probit (2) completo** en 2015 (*Fuente: Elaboración propia*)