

Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis del Mercado Diario de Electricidad  
mediante índices de estimación de ejercicio de poder  
en los mercados.

Autor: Estrella Andrada-Vanderwilde Coronel

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

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

Sevilla, 2018





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

# **Análisis del Mercado Diario de Electricidad mediante índices de estimación de ejercicio de poder en los mercados.**

Autor:

Estrella Andrada-Vanderwilde Coronel

Tutores:

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor sustituto interino

Manuel Burgos Payán

Catedrático de Universidad

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

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Grado: Análisis del Mercado Diario de Electricidad mediante índices de estimación de ejercicio de poder en los mercados.

Autor: Estrella Andrada-Vanderwilde Coronel

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández  
Manuel Burgos Payán

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 201

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*





# Agradecimientos

---

Me gustaría dividir los agradecimientos en dos ámbitos, el académico y el personal, puesto que no se entiende el éxito académico sin el éxito personal y viceversa.

En el ámbito académico, me gustaría agradecer a todos los profesores que han contribuido a mi formación durante mis años en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería, pues de todos, de manera consciente o inconsciente he aprendido algo. Especialmente quiero agradecer su ayuda y tutelaje a Juan Manuel Roldán Fernández durante el desarrollo de este Trabajo, pues sus explicaciones y consejos han hecho que este estudio sea hoy una realidad.

En al ámbito personal, me gustaría dar las gracias en primer lugar a mi hermano Curro, no solo por ejercer de hermano mayor, sino por abrir el camino delante de mí, gracias a cuyos libros y experiencia puedo poner hoy fin a mi Grado de Ingeniería. También me gustaría dar las gracias a mis padres, quienes siempre me han mostrado su apoyo para lograr mis metas y sueños, así como a Lili, a quien le debo en gran parte los valores que hoy poseo como son la familia, el respeto, la humildad y la educación.

*Estrella Andrada-Vanderwilde Coronel*

*Sevilla, 2018*



El objetivo de este documento es mostrar un análisis del Mercado Diario o “Pool” de electricidad de la manera más completa posible. Para ello se han empleado diversos indicadores de tipo estructural, encargados de estudiar la posibilidad de ejercer poder de mercado por parte de las grandes compañías, así como índices económicos aplicados al ámbito de los mercados eléctricos.

El Trabajo se centra principalmente en los tres últimos años: 2015, 2016 y 2017, aportando de esta manera una visión completa de la evolución y tendencia del Mercado Diario. Cabe destacar que para la realización de este análisis se han tomado únicamente las unidades de la zona española operadoras en el mercado, aunque también se adjunta una visión general de la demanda y la tendencia del Mercado Diario en el ámbito MIBEL. No obstante, también se muestra un amplio desglose de todo aquello que rodea al Mercado Eléctrico en España como su historia, sus componentes y operadores, tratando de dotar al lector de una mayor comprensión y perspectiva del ámbito de estudio.

Por tanto, este trabajo tiene como objetivos mostrar el funcionamiento del mercado eléctrico español en su conjunto, desde su creación hasta el día de hoy, así como un análisis en profundidad de los tres últimos años desde el punto de vista de los generadores y compradores de energía en el mercado mayorista español.



# Abstract

---

The aim of this Project is to show an analysis of the Day-ahead market of electricity in the most proper way. In order to achieve our aims, we have used structural indexes, as well as, economical indexes applied to the electricity market scenario.

The time line of the analysis is focused on 2015, 2016 and 2017, providing this way an extensive view of the evolution and the tendency of the Day-ahead Market. It is due to say that for this analysis only the Spanish units registered by the Market Operator have been used. However, it is attached a general study of the demand and the tendency of the market from the Iberian point of view. In addition to this, this document shows a great explanation of the elements related to the market, as its history through its development in Spain and its working elements. Therefore this document tries to offer a comprehensive and a complete view of the area under study.

Thus this project has its main purposes on showing how the Spanish market of electricity has worked from its beginnings to the current moment, as well as, a deep analysis of the last three years from the point of view of the generating companies and the commercialising ones.

# Índice

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvi</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xviii</b>
<b>Notación</b>	<b>xx</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>1 El Mercado Eléctrico</b>	<b>3</b>
1.1 <i>Historia del Mercado Eléctrico Español</i>	3
1.2 <i>Estructura del Mercado</i>	4
1.2.1 El mercado mayorista: MIBEL	4
1.2.2 El Mercado Minorista	7
1.3 <i>Organismos de gestión del Mercado Eléctrico</i>	7
1.3.1 El operador del Mercado	7
1.3.2 El operador del Sistema	8
1.4 <i>Principales compañías que participan en el Mercado Eléctrico</i>	9
1.4.1 ENDESA	9
1.4.2 IBERDROLA	9
1.4.3 GAS NATURAL FENOSA	10
1.4.4 ENERGÍAS DE PORTUGAL-EDP	10
1.4.5 AXPO	11
<b>2 El Poder de Mercado</b>	<b>13</b>
<b>3 Metodología</b>	<b>17</b>
3.1 <i>Unidades empleadas en el estudio:</i>	17
3.2 <i>Índices Estructurales</i>	17
3.2.1 HHI: Herfindahl-Hirschman Index	17
3.2.2 CR: Ratio de Concentración	18
3.2.3 NR5: Número de compañías generadoras con una cuota de mercado superior al 5%	18
3.2.4 Coeficiente de Entropía	18
3.3 <i>Medidas Alternativas</i>	18
3.3.1 Índice de Suministro Residual o Residual Supply Index (RSI)	19
3.3.2 Índice de Lerner	19
<b>4 Evolución del Mercado Eléctrico</b>	<b>21</b>
4.1 <i>El Mercado Diario</i>	21
4.1.1 Energía comercializada en el ámbito MIBEL	21
4.1.2 Precios de Casación	21
4.1.3 Energía comercializada por unidades españolas	24
4.2 <i>Cuotas de Mercado</i>	26
4.3 <i>Índices Estructurales: HHI, CR1, CR3</i>	27

4.4	<i>Índices alternativos: RSI e Índice de Lerner</i>	29
<b>5</b>	<b>Análisis del Mercado Diario</b>	<b>31</b>
5.1	<i>MIBEL</i>	31
5.1.1	Splitting en el MIBEL	32
5.1.2	Energía comprada en MIBEL	33
5.1.3	Energía vendida en MIBEL y cuotas de Mercado	34
5.1.4	Energía comercializada en MIBEL	38
5.2	<i>El Mercado Diario de Electricidad a través de las unidades españolas</i>	39
5.2.1	Energía comprada por unidades españolas	40
5.2.2	Energía vendida por unidades españolas y cuotas de Mercado	41
5.2.3	Índices Estructurales: HHI, CR, NR5 y Entropía	46
5.2.4	Índices alternativos: RSI e Índice de Lerner	48
5.2.5	Precio casado y compañía de cierre.	51
5.2.6	Volumen de ventas	55
5.2.7	Picos de demanda	57
<b>6</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>63</b>
	<b>Referencias</b>	<b>65</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 4-1. Cantidad de energía comercializada anualmente en el Mercado Diario en el ámbito MIBEL.	22
Tabla 4-2. Precio medio anual de compra-venta de energía y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.	23
Tabla 4-3. Participación española en la energía comercializada en el Mercado Diario, MIBEL.	24
Tabla 4-4. Cantidad de energía comercializada anualmente por unidades españolas en el Mercado Diario de Electricidad y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.	25
Tabla 4-5. Cuotas de generación en % en el PDBF de los principales grupos empresariales.	26
Tabla 4-6. Cuotas de Generación en % en el PDBF de los principales grupos empresariales a través de tecnologías marginales.	27
Tabla 4-7. Valores de HHI en el PDBF en el ámbito MIBEL considerando todas las tecnologías y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.	28
Tabla 4-8. Valores de HHI en el PDBF en el ámbito MIBEL considerando únicamente las tecnologías marginales y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.	28
Tabla 4-9. PSI producto del análisis del Mercado Diario considerando el Régimen Ordinario y Especial juntos.	29
Tabla 4-10. PSI producto del análisis del Mercado Diario considerando exclusivamente el Régimen Ordinario.	29
Tabla 4-11. Elasticidad de la demanda residual.	30
Tabla 5-1. Nº de Unidades con las que opera cada compañía	31
Tabla 5-2. Números y porcentajes de horas y días al año en los hubo Splitting.	32
Tabla 5-3. Cantidades totales de energía comprada en el Mercado Diario en MIBEL y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.	34
Tabla 5-4	37
Tabla 5-5. Cantidades de energía vendida mediante tecnologías marginales en el Mercado Diario y sus variaciones porcentuales.	37
Tabla 5-6. Energía comercializada al año en el Mercado Diario, crecimiento anual respecto al año anterior y porcentajes debido a la compra y venta de energía por las unidades recogidas por OMIE.	39
Tabla 5-7. Número de unidades totales y por tecnología de cada compañía en la zona española.	39
Tabla 5-8. Cantidades de energía compradas por unidades españolas y sus variaciones respecto a años anteriores.	40
Tabla 5-9. Cantidades de energía vendidas por unidades españolas y sus variaciones respecto a años anteriores.	42
Tabla 5-10. Cantidades de energía procedentes de tecnologías marginales vendidas por unidades españolas y sus variaciones respecto a años anteriores.	42
Tabla 5-11. Cantidades de energía vendidas anualmente por las unidades españolas de las principales compañías y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.	45
Tabla 5-12. Cantidades y variaciones de energía vendida anualmente por unidades españolas mediante Tecnologías Marginales.	45
Tabla 5-13. Cantidades de energía total vendida al año procedente de Tecnologías Marginales, % sobre el total de la energía vendida y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.	45



Tabla 5-14. Cuotas de mercado y cantidades de energía vendidas por unidades españolas en el Mercado Diario.	46
Tabla 5-15. Cuotas de mercado y cantidades de energía vendidas por unidades españolas mediante tecnologías marginales.	47
Tabla 5-16. Valores de los Índices Estructurales debidos a la venta de energía de carácter general por unidades españolas.	47
Tabla 5-17. Valores de los Índices Estructurales debidos a la venta de energía procedente de tecnologías marginales por unidades españolas.	48
Tabla 5-18. RSI medio anual de cada compañía.	49
Tabla 5-19. Índice de Lerner medio anual de cada compañía.	50
Tabla 5-20. Volúmenes de ventas y sus variaciones porcentuales en los años 2015, 2016 y 2017.	55
Tabla 5-21. Volúmenes de venta anuales por compañía y sus variaciones porcentuales respecto a años previos.	56

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1-1 Esquema del Mercado mayorista.	6
Figura 4-1. Evolución mensual de la energía comercializada en el Mercado Diario, MIBEL.	22
Figura 4-2. Evolución del precio medio mensual en el Mercado Diario en el ámbito MIBEL.	23
Figura 4-3. Evolución de la energía mensual comercializada por unidades españolas en el Mercado Diario de Electricidad	25
Figura 5-1. Porcentaje de días al mes en los que la conexión España-Portugal se congestionó.	32
Figura 5-2. Porcentaje de horas por mes en los que la conexión España-Portugal se congestionó.	33
Figura 5-3. Evolución de las curvas de energía comprada cada mes en el ámbito MIBEL.	34
Figura 5-4. Evolución de las curvas de energía vendida cada mes en el ámbito MIBEL.	35
Figura 5-5. Cuotas de mercado anuales de las principales compañías generadoras en el ámbito MIBEL.	36
Figura 5-6. Cuotas de mercado anuales de la energía vendida procedente de Tecnologías marginales por parte de las principales compañías en el ámbito MIBEL.	36
Figura 5-7. Evolución de los porcentajes de demanda cubierta por tecnologías marginales por cada compañía y de forma global.	37
Figura 5-8. Evolución de la energía comercializada en el Mercado Diario en el ámbito MIBEL de manera mensual.	38
Figura 5-9. Evolución de la energía comprada cada mes por unidades de la zona española	40
Figura 5-10. Evolución de la energía vendida cada mes por unidades españolas.	41
Figura 5-11. Evolución de los porcentajes anuales de demanda cubierta por cada compañía.	42
Figura 5-12. Cuotas de mercado anuales de las compañías debido a la venta de energía en el Mercado Diario de Electricidad a través de unidades españolas.	43
Figura 5-13. Cuotas de mercado anuales de la energía vendida de tecnologías marginales por unidades españolas en el Mercado Diario.	44
Figura 5-14. Evolución del RSI medio mensual de cada compañía en el periodo enero 2015-diciembre 2017.	49
Figura 5-15. Evolución de Índice de Lerner medio mensual de cada compañía en el periodo enero 2015-diciembre 2017.	50
Figura 5-16. Evolución del precio medio casado para cada hora en los años 2015, 2016 y 2017.	51
Figura 5-17. Evolución del precio medio casado al mes durante los años 2015, 2016 y 2017.	51
Figura 5-18. Evolución de la frecuencia de cierre del precio por hora de cada compañía en el año 2015.	53
Figura 5-19. Evolución de la frecuencia de cierre del precio por hora de cada compañía en el año 2016.	53
Figura 5-20. Evolución de la frecuencia de cierre del precio por hora de cada compañía en el año 2017.	53
Figura 5-21. Evolución de los porcentajes mensuales del número de veces que cada compañía cerró el precio de venta en el año 2016.	54
Figura 5-22. Evolución de los porcentajes mensuales del número de veces que cada compañía cerró el precio de venta en el año 2015.	54
Figura 5-23. Evolución de los porcentajes mensuales del número de veces que cada compañía cerró el precio de venta en el año 2017.	54

Figura 5-24. Evolución del volumen de ventas global en los años 2015, 2016 y 2017.	55
Figura 5-25. Porcentaje anual por compañía de la totalidad de volumen de ventas anual generado en el Mercado Diario por unidades españolas.	56
Figura 5-26. Evolución de la energía media demandada por comercializadoras españolas durante los picos de demanda en la zona española.	57
Figura 5-27. Evolución de la energía media vendida por generadoras españolas durante los picos de demanda en la zona española.	58
Figura 5-28. Evolución del porcentaje medio de importaciones durante los picos de demanda máxima en España.	58
Figura 5-29. Cuota media de mercado mensual durante la hora pico de demanda a lo largo de los años 2015, 2016 y 2017.	59
Figura 5-30. Evolución del precio de venta medio mensual durante las horas de máxima demanda en España.	59
Figura 5-31. Evolución de la frecuencia de la hora de pico de demanda en España durante los años 2015, 2016 y 2017.	60
Figura 5-32. Número de veces al mes que cada compañía es la encargada de establecer el precio de venta de la energía, MIBEL.	60
Figura 5-33. Evolución del Índice de Lerner medio al mes durante la hora de demanda máxima en España en los años 2015, 2016 y 2017.	61
Figura 5-34. Evolución del RSI medio al mes durante la hora de demanda máxima en España en los años 2015, 2016 y 2017.	61

# Notación

---

ACC	Acciona
CE	Comisión Europea
CNMC	Comisión Nacional de Mercados y Competencia
CR1	Ratio de Concentración de la mayor compañía
CR3	Ratio de Concentración de las tres mayores compañías
$DR_{jh}$	Demanda Residual
EDP	Energías de Portugal-EDP
END	Endesa
ENER	Energya
GNF	Gas Natural Fenosa
GWh	Gigavatio hora
HHI	Índice de Hherfindahl-Hirschman
IBER	Iberdrola
Log	Logaritmo neperiano
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
MWh	Megavatio hora
O.MIN	Otros Minoría
OMIE	Operador Mercado Ibérico-Polo español
OMIP	Operador Mercado Iberico-Polo portugués
OPV	Oferta Pública de Venta
$P_h$	Precio hora 'h'
REE	Red Eléctrica de España
RSI	Índice de Suministro Residual
W2M	Wind to Market
$\varepsilon_{jh}$	Elasticidad de la demanda residual

# INTRODUCCIÓN

---

Este Trabajo de Fin de Grado supone el último paso para la obtención del título del Grado de Ingeniería de Tecnologías Industriales impartido en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla.

Con el fin de analizar el papel de las principales compañías que operan en el mercado eléctrico, así como, cual es la tendencia del mismo y su futura evolución se ha llevado a cabo este proyecto.

Con este Trabajo se pretende por tanto, hacer un estudio amplio del Mercado Diario de electricidad, partiendo de los datos publicados por el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE), de los últimos tres años previos a la publicación de este Trabajo (2015, 2016, 2017).

Los datos de los que se disponía son las unidades de los agentes del Mercado Eléctrico, las curvas casadas y ofertadas de compra y venta para cada hora del año, que han permitido la elaboración de un estudio a nivel diario, mensual y anual del Mercado Diario de Electricidad en España.

Para la realización de este análisis del Mercado Diario se han tenido en cuenta únicamente las unidades en la zona española, para poder hacer así un estudio de la generación y la demanda de compra de energía en el territorio español, no obstante, se muestra también una visión general del Mercado Ibérico.

Finalmente, el objetivo de este Trabajo es ofrecer una visión lo más amplia y completa, en la medida de lo posible, de la situación reciente del Mercado Eléctrico mayorista en España, así como de su posible evolución en los años venideros.



# 1 EL MERCADO ELÉCTRICO

---

*El único límite a nuestros logros de mañana está en nuestras dudas de hoy.*

Franklin D. Roosevelt, XXVI Presidente de EE.UU

**E**l Mercado Eléctrico español está compuesto de diversos submercados y elementos que trabajan para permitir la compra-venta de energía eléctrica en el territorio español desde su generación hasta el usuario doméstico. A continuación, veremos su historia, su estructura y elementos que lo componen, así como las principales compañías que participan en él.

## 1.1 Historia del Mercado Eléctrico Español

Hasta el año 1997 el mercado eléctrico español había funcionado como un sistema regulado por el Gobierno español, el cual era el encargado de establecer el precio de compra y venta de la electricidad. Dicho precio cubría todos los costes en los que incurrieran un conjunto de compañías eléctricas privadas durante la generación, el transporte y la distribución de la electricidad

La única excepción en el conjunto de empresas privadas encargadas de la generación, transporte y distribución de la electricidad era Endesa, fundada el 18 de noviembre de 1944 por el Instituto de Nacional de Industria y cuyas siglas se corresponden con Empresa Nacional de Electricidad SA. En el año 1996 absorbió las compañías Fecsa y Sevillana convirtiéndose en el mayor grupo empresarial del mercado eléctrico español previo a su privatización.

En el año 1996 se aprobó la Directiva <sup>1</sup> europea sobre la normativa común para el mercado interno de electricidad, en la cual se exhibían unos objetivos claros así como unos criterios mínimos de liberalización de los mercados eléctricos, para favorecer así el aumento de la competitividad del Sistema Eléctrico. Todos los países pertenecientes a la Comunidad Europea debían adaptar su legislación referente a los mercados eléctricos a la nueva normativa antes del 19 de febrero de 1999.

España fue uno de los primeros países miembros en adoptar la nueva legislación, entrando en vigor el 1 de enero de 1998 la Ley 54/1997<sup>2</sup> del Sector Eléctrico. La entrada en vigor de esta ley supuso la mayor de las transformaciones acaecidas en el sector eléctrico español.

Dicha Ley ha sido modificada en varias ocasiones con las promulgaciones de la Ley 52/2002 del 30 de diciembre de 2002, la Ley 24/2005 del 18 de noviembre de 2005 y la Ley 17/2007 del 4 de julio de 2007, hasta su final derogación mediante la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico aprobada en diciembre de 2013.

La nueva Ley permite la entrada en el mercado eléctrico español de los comercializadores independientes y las cooperativas de energías renovables entre otros.

De forma paralela, el gobierno español ha trabajado desde 1998 con el gobierno portugués para la creación de un Mercado de Electricidad común. Tras varias comisiones y reuniones, el 1 de julio de 2007 arrancó MIBEL, el Mercado Ibérico de Electricidad con el objetivo de “garantizar el acceso a todos los interesados en condiciones de igualdad, transparencia y objetividad” [1].

---

<sup>1</sup> Directiva 96/92/CE de 19 de diciembre de 1996

<sup>2</sup> Boletín Oficial del Estado donde se recoge la Ley <http://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf>

## 1.2 Estructura del Mercado

El sistema eléctrico español se caracteriza por la presencia de dos tipos de actividades: las parcialmente liberalizadas, como la generación<sup>3</sup> y la comercialización<sup>4</sup>; y las actividades reguladas, como el transporte<sup>5</sup> y la distribución<sup>6</sup>. A su vez la generación mediante fuentes de carácter renovable, la cogeneración y las centrales de carbón cuentan también con una cierta regulación por parte del Gobierno.

El Mercado Eléctrico español está dividido en dos submercados como son el mercado mayorista de electricidad, donde se vende directamente la energía generada, y el mercado minorista, donde se vende la energía eléctrica a los clientes finales.

Es importante hacer la distinción entre las compañías generadoras, dueñas de las centrales de generación de energía eléctrica; las compañías distribuidoras, dueñas de la red de suministro eléctrico; y las comercializadoras, las cuales establecen la conexión entre la generación y los clientes finales.

### 1.2.1 El mercado mayorista: MIBEL

El término MIBEL proviene de la unificación de los mercados mayoristas del Reino de España y la República de Portugal como se recogió en el Convenio internacional de Santiago<sup>7</sup>, dando lugar al Mercado Ibérico de Energía Eléctrica, donde operan todas las unidades del territorio español y portugués. Ambos polos del mercado ibérico, español y portugués, se operan de manera conjunta salvo en caso de congestión donde se aplica el “splitting”, operando así ambos países de manera independiente.

El Mercado mayorista eléctrico se compone a su vez de tres mercados: el mercado diario, el mercado intradiario y el mercado de servicios complementarios.

#### 1.2.1.1 El Mercado Diario

En el Mercado Diario [2], también conocido como “pool”, se llevan a cabo todas las transacciones de compra-venta de energía correspondientes a la generación y suministro al día siguiente.

Su mecánica de funcionamiento consiste en la presentación de ofertas de compra y venta, especificándose la cantidad (MWh) y el precio (€/MWh). Las ofertas de compra representan la demanda mientras que las de venta representan a la generación.

Para cada una de las 24 horas del día cada unidad puede presentar un máximo de 25 ofertas, una vez cerrado el proceso de presentación de ofertas se realiza la casación. La casación comienza por las unidades que ofertan a precio cero (principalmente renovables) hasta igualarla a la demanda. De esta manera entrarán en la casación todas las unidades de venta que hayan ofertado a un precio inferior al de casación y todas las unidades de compra que hayan ofertado a un precio superior al de casación. En todos los mercados europeos se emplea el algoritmo EUPHEMIA, este algoritmo es el encargado de cruzar las ofertas de compra y venta de energía basándose en un modelo marginalista.

El modelo marginalista, el cual se emplea en prácticamente la totalidad de los mercados liberalizados, garantiza que las unidades oferten a su coste marginal de producción, que se suele aproximar a sus costes variables. De esta manera se incentiva la reducción del precio de la electricidad ya que las compañías ofertan a un precio que les permita asegurarse que serán seleccionadas para generar.

Una vez hecha la casación óptima desde el punto de vista económico, el Operador del Sistema debe dar la

<sup>3</sup> Generación: producción de energía eléctrica.

<sup>4</sup> Comercialización: Compra-venta de energía eléctrica para su distribución a los usuarios.

<sup>5</sup> Transporte: Transmisión de la energía eléctrica a través de las redes de muy alta y alta tensión. En el territorio español es un monopolio natural controlado por Red Eléctrica de España (REE)

<sup>6</sup> Distribución: transmisión de la energía eléctrica a los puntos de consumo empleando las redes de media y baja tensión. Aunque es una actividad regulada, esta llevada a cabo por compañías privadas.

<sup>7</sup> Boletín Oficial del Estado donde se recoge el Convenio: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2006/BOE-A-2006-8892-consolidado.pdf>



validación técnica, proceso que se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema, para que los resultados del mercado sean viables desde el punto de vista físico de la red de transporte. Una vez hechos los ajustes técnicos, se establece el programa diario viable.

Debido a las limitaciones de la interconexión entre España y Portugal, existen en el Mercado momentos de “splitting”, esto ocurre cuando la línea entre ambos países se congestiona, operándose entonces ambos mercados de manera separada. De esta forma, cuando ambos mercados funcionan como un conjunto el precio de venta en ambos países es el mismo y si es necesario la separación el precio probablemente será diverso.

### **1.2.1.2 El Mercado Intradía**

El Mercado Intradía [3] se encarga de solucionar los problemas derivados de errores en la previsión de la demanda o por incidencias en la generación, por tanto, este mercado entra en funcionamiento una vez se ha establecido el Programa Diario.

Este mercado funciona básicamente con la misma mecánica del Mercado Diario, aunque este está organizado en seis sesiones y en ellas solo pueden participar aquellos agentes que estén autorizados para operar en el Mercado Diario.

Las ofertas presentadas en el Mercado Intradía pueden ser simples o complejas. Las ofertas simples son ofertas de carácter económico de venta y compra de energía, mientras que las ofertas complejas incluyen condiciones en relación a su contenido, como pueden ser el gradiente de carga, la energía máxima, ingresos mínimos, etc.

Una vez se han efectuado las casaciones de las ofertas y demandas del Mercado Intradía, estas se agregan al Programa Diario Viable, que dará lugar entonces al Programa Horario Final. Al igual que en el Mercado Diario, en caso de congestión de la interconexión se lleva a cabo el “market splitting”.

### **1.2.1.3 El Mercado a plazo**

El Mercado a Plazo [4] está caracterizado por la compra-venta de energía con una antelación de años, meses, semanas o días respecto a la fecha de entrega física de la energía. Este tipo de mercado permite a los agentes generadores y compradores gestionar sus riesgos, estableciendo precios de compra-venta con el que ambas partes se sienten cómodas, al tiempo que facilitan la competencia en los mercados mayoristas y minoristas.

En España existen diversos tipos de mercados a plazos, el mercado no organizado de contratos bilaterales y el mercado organizado de futuros eléctricos. En el caso de los contratos bilaterales, existen de carácter físico, a través de los cuales generadores y compradores intercambian energía según sus necesidades mediante contratos diseñados con esta finalidad, o de carácter financiero, donde las compañías generadoras, distribuidoras y comercializadoras recurren a intermediarios o “brokers” para el intercambio de contratos con liquidación financiera, estableciendo ellos las reglas a seguir. En el caso del mercado organizado, la liquidez es facilitada y asegurada por una serie de instituciones que tienen como objetivo reducir los costes de transacción, de este modo todos los agentes participantes en este mercado deben firmar el acuerdo de adhesión a las Reglas del Mercado<sup>8</sup> establecidas por la entidad reguladora.

Debido a que un operador que compra o vende en el Mercado a plazo está renunciando a hacerlo en el Mercado Diario, los precios en el Mercado a plazo suelen ser un reflejo de aquello que los operadores creen que pasará en el Mercado Diario. En el caso del mercado organizado la compra-venta se hace mediante oferta pública que el OMIP gestiona, en el caso de los contratos bilaterales todo se lleva a cabo de forma privada y con intermediarios entre las compañías.

---

<sup>8</sup> Reglas del Mercado: <https://www.omip.pt/es/content/reglas-del-mercado>

### 1.2.1.4 El Mercado de servicios complementarios

El mercado de servicios complementarios permite resolver los desequilibrios que surjan entre la demanda y la generación.

Este mercado emplea una mecánica más compleja que los dos anteriores, ya que todos los procesos que se llevan a cabo en el permiten el control y la operación del sistema eléctrico en tiempo real, garantizando así la seguridad y la calidad del suministro de energía en todo momento.

Sus mecanismos son completamente de carácter competitivo, donde muchos de los servicios puestos a disposición de la operación del sistema por parte de los agentes son condición indispensable para poder participar en él.

En la Figura 1-1, facilitada por Energía y Sociedad [5], se puede apreciar el esquema de las distintas tipologías de mercado, así como su horizonte temporal y los gestores de cada uno de ellos.

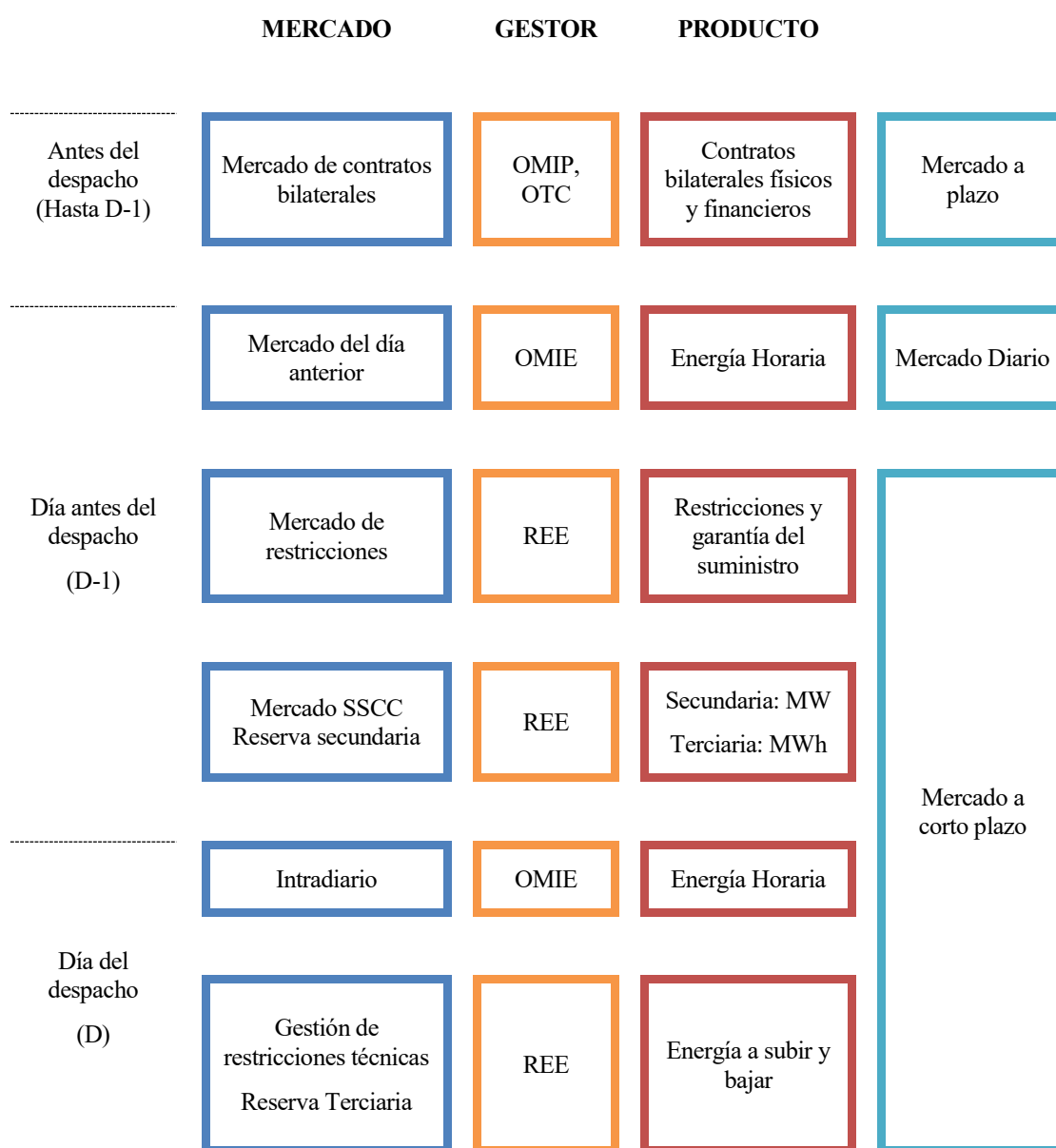


Figura 1-1 Esquema del Mercado mayorista.

## 1.2.2 El Mercado Minorista

El Mercado Minorista [6] es aquel donde la inmensa mayoría de los pequeños consumidores obtienen la energía eléctrica de las comercializadoras, las cuales ejercen su actividad en este mercado en régimen de competencia.

Según recoge la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico<sup>9</sup>, las compañías comercializadoras son sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

Por tanto, las compañías comercializadoras obtienen la energía en el mercado mayorista para luego suministrarla a clientes finales que deben destinarla a su propio consumo.

El coste final se compone de manera aditiva y totalmente diferenciada de: el coste de la producción de energía, el cual incluye costes de servicios de ajuste y capacidad; y los costes regulados, conocidos como las tarifas o peajes de acceso. En estas se incluyen los costes de las comercializadoras para poder emplear las redes de transporte y distribución, los subsidios de las energías renovables y las anualidades del déficit eléctrico entre otros.

La competencia en el mercado minorista proviene, por tanto, únicamente de los costes de la producción de energía eléctrica, ya que los costes regulados están establecidos por la administración. Así el precio final pagado por los pequeños clientes entra en el determinado Sistema de Liquidaciones, una caja común al sistema desde el cual se paga a los diversos agentes.

En cuanto al tipo de cliente final existen aquellos que disponen de un contrato con las comercializadoras de libre mercado y los que están sujetos al suministro de referencia. Mientras que los primeros pagarán a la comercializadora aquel precio pactado entre ambas partes en el contrato de la luz, los segundos dispondrán de un contrato con las comercializadoras de último recurso<sup>10</sup>, que tras la Ley 24/2013 pasaron a llamarse comercializadoras de referencia, las cuales son nombradas por el Ministerio de Industria<sup>11</sup>, acogiéndose al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). En el caso del PVPC el precio es calculado por REE en función del precio horario del mercado diario e intradiario durante el periodo correspondiente de facturación, al cual se le aplica el perfil de un consumidor promedio. Es importante mencionar que la condición indispensable para poderse acoger al PVPC es tener una potencia contratada inferior a 10 KW.

## 1.3 Organismos de gestión del Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico cuenta con dos organismos encargados de la gestión económica y técnica del sistema, como son el operador del mercado y el operador del sistema. En cuanto al Consejo de Reguladores<sup>12</sup>, según se establece en el artículo 11º del Convenio de Santiago, está constituido por cuatro entidades, por parte de Portugal, la Entidad Reguladora de Servicios Energéticos (ERSE) y la Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM), mientras que por parte de España están la Comisión Nacional de Energía<sup>13</sup> (CNE) y la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

### 1.3.1 El operador del Mercado

Tras el Convenio de Santiago<sup>14</sup> del 1 de octubre de 2004, por medio del cual se establecían las bases para la

---

<sup>9</sup> Boletín Oficial del Estado que recoge Ley 24/2013 del Sector Eléctrico: <http://www.boe.es/boe/dias/2013/01/14/pdfs/BOE-A-2013-385.pdf>

<sup>10</sup> Actualmente las comercializadoras de último recurso son: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, E. ON y EDP.

<sup>11</sup> Requisitos indispensables a cumplir por las comercializadoras para que puedan ser nombradas como comercializadoras de referencia: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/03/29/pdfs/BOE-A-2014-3376.pdf>

<sup>12</sup> Enlaces ofrecidos por MIBEL a las diferentes webs de los miembros de Consejo de Reguladores: <http://www.mibel.com/index.php?mod=enlaces&mem=listado&relmenu=80&relcategoria=1046>

<sup>13</sup> En la actualidad la CNE forma parte de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) creada el 7 de octubre de 2013 y regulada por la Ley 3/2013 y el Real Decreto 657/2013.

<sup>14</sup> Sección en la página web de OMIE con los enlaces al Convenio y sus modificaciones: <http://www.omie.es/inicio/normativa-de-mercado/mercado-iberico>

constitución de un mercado ibérico de electricidad, se creó una nueva estructura organizativa del mercado. De este modo el Operador del Mercado Ibérico (OMI)<sup>15</sup>, pasó a ser una entidad compuesta por dos sociedades matrices las cuales poseen una propiedad cruzada entre sí del 10% y el 50% de la totalidad de la entidad. Estas sociedades matrices son el OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP), encargada de la gestión del mercado a plazo; y el OMI, Polo Español S.A. (OMIE), encargada de la gestión del mercado spot (al contado o por mayor).

En base a lo dispuesto en el Convenio, con fecha efectiva del 1 de julio de 2011, se concluyó la segregación del Operador del Mercado Ibérico, Polo Español S.A. (OMEL), efectuándose la transmisión en bloque de toda su actividad en la operación del mercado eléctrico y otros productos de base energética a favor de OMI, Polo Español S.A. (OMIE).

### 1.3.1.1 OMIE

OMIE [7] está regulado por la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico y por el Decreto 20 19/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Las funciones que se encomiendan al operador del mercado se clasifican según el funcionamiento de los mercados, las Reglas del Mercado<sup>16</sup> y el Contrato de Adhesión, la información a los agentes de mercado, la información a terceros y los principios de independencia, transparencia y objetividad.

OMIE se encarga de gestionar el mercado mayorista en el ámbito MIBEL, conformado por el mercado diario e intradiario. OMIE pone a disposición de los agentes participantes en el mercado una plataforma digital en la que presentar sus ofertas de compra y venta a precios públicos y transparentes, para llevar a cabo posteriormente la casación de las ofertas, la facturación y liquidación de la energía comprada y vendida, y su liquidación económica.

### 1.3.1.2 OMIP

OMIP [8] es un operador de Mercado Regulado encargado de gestionar el Mercado a plazo, también conocido como mercado de derivados cuyo activo subyacente es la energía eléctrica. En el mercado de derivados OMIP se encarga de la negociación mientras que OMIClear asume las funciones de Cámara de Compensación y Contraparte Central en todas y cada una de las operaciones llevadas a cabo en el mercado gestionado por OMIP.

OMIP además ofrece servicios fuera del Mercado de Derivados como son el desarrollo, la implantación, la gestión y la operación de soluciones en los mercados de Energía y Telecomunicaciones, entre otros. Entre estos servicios se hallan algunos como las subastas para la atribución de activos, las licencias para producción de energía eólica o la gestión de la capacidad en interconexión eléctrica entre Portugal y España

El OMIP como institución y su actividad se encuentran bajo la supervisión de la CMVM y se le aplica la legislación del sector financiero español y portugués, así como el europeo.

## 1.3.2 El operador del Sistema

El operador del Sistema, como mencionábamos antes, es el encargado de gestionar la parte técnica del sistema eléctrico, para garantizar una correcta coordinación entre el sistema de producción de energía eléctrica y el de transporte de energía y así poder asegurar la calidad y seguridad del suministro eléctrico en todo el territorio.

El Operador del Sistema tiene tres acciones principales: la gestión de restricciones técnicas, la gestión de servicios complementarios y la gestión de desvíos. La primera de ellas hace referencia a la solución de los problemas debidos a la congestión de la red eléctrica, ya sea sobre la programación del día siguiente o en tiempo real, la segunda consiste en garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico, para ello se lleva a cabo el control de la frecuencia-potencia, la tensión o la Reserva de Potencia a subir. Finalmente, la gestión de desvíos

<sup>15</sup> Estructura corporativa de los agentes operativos del mercado eléctrico: <http://www.omie.es/inicio/informacion-de-la-compania>

<sup>16</sup> Reglas del Mercado: <http://www.omie.es/inicio/normativa-de-mercado/reglas-omie>

consiste en el reajuste de los desvíos entre la oferta y la demanda.

Entre sus competencias técnicas están: informar de la capacidad de transporte e interconexión del sistema, así como regular las solicitudes de conexión a la red o la coordinación entre los agentes que participan en el sistema para poder llevar a cabo las maniobras de reposición del servicio.

En el territorio español actúa como operador del sistema Red Eléctrica de España<sup>17</sup> (REE)<sup>18</sup> mientras que en el territorio portugués el operador del sistema es la Red Energética Nacional (REN)<sup>19</sup>.

## 1.4 Principales compañías que participan en el Mercado Eléctrico

En la actualidad y desde el punto de vista de la generación de energía eléctrica existen en España un número de compañías que poseen los mayores porcentajes de producción de energía eléctrica, compañías en las que se ha centrado la mayor parte del estudio que se expone en este documento. A continuación se muestra una breve reseña histórica<sup>20</sup> de cada compañía.

### 1.4.1 ENDESA

ENDESA fue creada por el Instituto Nacional de Industria el 18 de noviembre de 1944 bajo el nombre de Empresa Nacional de Electricidad S.A., convirtiéndose en la primera compañía pública en entrar el estratégico sector de la electricidad.

Compostilla I, construida en Ponferrada provincia de León, fue su primera central. Se trataba de una central térmica diseñada con el fin de reducir la dependencia que tenía el sistema eléctrico español de la energía hidráulica. Dicha central inició su puesta en marcha en el año 1957.

La compañía continua creciendo a lo largo de su historia mediante fusiones con diversas compañías, hasta que en la década de los 90 se fusiona con las compañías Electra de Viesgo, Fecsa y Sevillana, convirtiéndose en el mayor grupo empresarial del sector eléctrico español. En el año 1998 el Grupo Endesa pasa a ser una compañía privada por medio de una OPV del 33% de su capital.

Con la llegada del siglo XXI Endesa afronta grandes cambios en la propiedad de su capital social con participaciones de E.ON, Iberdrola y Enel, finalmente en marzo del año 2009 Enel se convierte en el principal accionista con una participación en el capital social de un 92,06%.

Desde entonces las líneas de acción de Endesa comienzan a afianzarse en los nuevos valores de la sociedad moderna como son el cambio climático, las energías renovables, la eficiencia energética o la innovación.

### 1.4.2 IBERDROLA

Iberdrola tiene sus orígenes en la compañía americana Hartford City Light Company fundada en 1840 y que será el origen de Iberdrola USA, conocida en la actualidad como Avangrid.

Con la llegada del siglo XX España crece en todo lo relacionado con la generación de energía eléctrica, fundándose dos de los pilares principales de Iberdrola en España: Hidroeléctrica Ibérica (1901) e Hidroeléctrica Española (1907). En 1918 se crea la compañía Saltos del Duero que inaugura en 1935 el primer aprovechamiento hidroeléctrico en España con el salto de Ribocayo. En 1944 se lleva a cabo la fusión de Salto del Duero e Hidroeléctrica Ibérica que dan lugar a Iberduero, momento a partir del cual la compañía comienza su expansión creando nuevas centrales por España. En 1992 finalmente se lleva a cabo la fusión de Iberduero e Hidroeléctrica

---

<sup>17</sup> REE posee el 99% de la red de transporte eléctrico de alta tensión

<sup>18</sup> Página web REE: [www.ree.es](http://www.ree.es)

<sup>19</sup> Página web REN: [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

<sup>20</sup> Estas reseñas históricas han sido obtenidas de las páginas web de cada compañía, las cuales se encuentran en las Referencias al final de este documento.

Española dando lugar al nacimiento de Iberdrola, lo que supuso la expansión internacional de la compañía en Latinoamérica.

El nuevo milenio hace que Iberdrola se cuestione la necesidad de implementar una generación mediante fuentes sostenibles así como un alcance mayor de la compañía a nivel internacional, motivo por el cual en el año 2005 inaugura el parque eólico de Maranchón (Guadalajara), el parque eólico más grande en España hasta la fecha y se fusiona con otras compañías como ScottishPower, Energy East o Elektro.

Tras el paso de la primera década del nuevo siglo, Iberdrola centra gran parte de sus recursos en las energías renovables, convirtiéndose en el año 2016 en la única compañía eléctrica española en entrar en el top 100 de las empresas más sostenibles del mundo.

### 1.4.3 GAS NATURAL FENOSA

Gas Natural Fenosa nace tras la fusión de las compañías Gas Natural y Unión Fenosa en el año 2008, hasta esa fecha habían operado de forma independiente. La unión de las dos compañías no se hace del todo efectiva hasta el año 2009, cuando Unión Fenosa deja de participar en el mercado bursátil, pasando a estar totalmente integrada en Gas Natural Fenosa, primera compañía que integra el gas y la electricidad.

Gas Natural basa sus orígenes en la compañía Sociedad Catalana para el Alumbrado por Gas (SCAG) que en 1843 fue la primera compañía en llevar luz a los espacios públicos en Barcelona. La SCAG hizo su incursión en el mundo de la electricidad a finales del siglo XIX a través de centrales térmicas, dando el salto a las hidroeléctricas en 1911, a partir de entonces pasa a llamarse Catalana de Gas y Electricidad S.A. La CGE fue la encargada de la promoción de las cocinas de gas, la incursión del petróleo en la industria española y las calefacciones por gas.

En 1967 se funda Gas Natural S.A. compañía encargada de la importación de gas natural desde Argelia y Libia, momento a partir del cual vive diversas fusiones y cambios de nombre de la compañía, para finalmente en 1992 pasar a llamarse Gas Natural SDG S.A. Desde ese momento, la compañía se centra en su internacionalización dando el salto al continente americano.

Unión Fenosa nace en 1982 tras la unión de las compañías Unión Eléctrica y Fuerzas Eléctricas del Noroeste S.A. La empresa comienza su expansión en 1986 por Latinoamérica, en 1988 inaugura la central nuclear de Trillo y en 1994 crea Unión Fenosa Energías Especiales, a través de la cual hace su incursión en el mundo de las energías renovables.

### 1.4.4 ENERGÍAS DE PORTUGAL-EDP

EDP fue creada en el año 1976 por el Gobierno de Portugal tras la fusión de trece compañías de la industria eléctrica que habían sido nacionalizadas, pasando a denominarse Electricidade de Portugal. De esta forma EDP se convirtió en una compañía estatal encargada de acometer la modernización del suministro eléctrico en el país.

En el año 1991 Electricidade de Portugal pasó a ser una Sociedad Anónima, que tras una profunda reestructuración interna, pasa a denominarse Energías de Portugal (EDP) en 1994. Tres años después, en 1997, la compañía sale a bolsa con la venta del 30% de su capital, llevándose así a cabo la privatización de la compañía.

Con la llegada del siglo XXI la compañía comienza su internacionalización, para ello en el año 2001 EDP entra en el sector eléctrico español a través del accionariado de Hidrocantábrico, compañía que nació de la fusión de Hidroeléctrica del Cantábrico y la Sociedad Saltos de Agua de Somiedo. Finalmente pasa a controlarlo por completo en el año 2004, creando así EDP-España, su filial para las operaciones en el territorio español.

EDP es en la actualidad una de las mayores empresas del sector a nivel mundial, operando en numerosos países y con la vista puesta en las energías renovables a través de su filial EDP-Renováveis.

### **1.4.5 AXPO**

Axpo es una compañía con sede en Baden (Suiza) y cuyos propietarios son los Cantones del Noreste de Suiza. En el año 2002 adquiere la compañía EGL AG cuyo origen se remonta a 1890 con la fundación de Motor AG Elektrizität. La compañía siempre estuvo muy afectada por los constantes conflictos en centro Europa, especialmente en Alemania.

Axpo desembarcó en la península ibérica en el año 2001, creando así Axpo-Iberia su filial para la generación y distribución de energía eléctrica en España y Portugal. En la actualidad la compañía opera en más de 30 países por todo el mundo.





## 2 EL PODER DE MERCADO

---

*No cambies la salud por la riqueza, ni la libertad por el poder.*

Benjamin Franklin

El poder de mercado está ligado a la liberalización de los mercados, por ello se ha tratado de definir en numerosas ocasiones de la manera más explícita y correcta posible, así Stoft [9] lo definió en el año 2002 como “la habilidad de alterar los precios, alejándolos de los niveles competitivos, en pro del beneficio económico de la empresa”. Una de las definiciones más extendidas es la que hizo el Departamento de Justicia (DOJ) y la Comisión Federal de Comercio (FTC) de Estados Unidos durante sus evaluaciones en las fusiones horizontales entre empresas: “el Poder de mercado es la capacidad de una o varias empresas competidoras para elevar los precios en beneficio propio, restringiendo las ofertas por debajo de los niveles de competencia durante un determinado periodo de tiempo”. Por otro lado, la Unión Europea definió el poder de mercado como “el comportamiento por parte de las empresas que conlleva un aumento injustificado de los precios, reduciendo el número de los competidores y, por tanto, las posibilidades de elección de los consumidores”. Finalmente, la legislación española con el fin de evaluar las actividades empresariales que conllevan una reducción de la competitividad de los mercados, estableció el concepto de poder de dominio el cual es definido como “la situación de poder económico de una empresa que le permite obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado al poder comportarse con suficiente independencia de sus competidores, clientes y en última instancia de los consumidores”.

Es importante establecer la diferencia entre poder de mercado y ejercer el poder de mercado, puesto que una compañía puede hallarse en una posición favorable que le otorgue poder de mercado, pero no ejercerlo con el fin de mantener la competencia en el mercado.

Estas definiciones ponen de manifiesto que no solo a través de los precios se puede ejercer el poder de mercado, sino también alterando las cantidades ofertadas. Esto lleva a una empresa a ofertar una menor cantidad de energía, es decir a hacer una retirada de capacidad, con el fin de que el precio de mercado resultante sea mayor, lo que en su conjunto supondrá un aumento del beneficio económico. También la definición del Departamento de Justicia y la FTC estadounidense establece que es necesario que las actividades alejadas de las normales en un mercado competitivo deben llevarse a cabo durante un periodo de tiempo, significando que el hecho llevar a cabo una conducta no competitiva en momentos puntuales no podría ser calificada como ejercicio del poder de mercado.

En relación a la definición americana, Stoft [9] y Helman [10] establecieron algunos de los métodos llevados a cabo por las compañías para ejercer el poder de mercado, entre las cuales destacan: la retención física, la retención económica y las estrategias en la transmisión, lo cual significa que una compañía generadora puede reducir su oferta de manera deliberada para incrementar los precios, incrementar sus precios de forma consciente con el fin de reducir el número de compañías competidoras y crear congestiones en la red con el fin de incrementar los precios en determinadas zonas, respectivamente.

En cuanto a la definición propuesta por la legislación española, observamos que para poder ejercer el dominio o poder de mercado una compañía debe comportarse con independencia de la demanda, imposibilitando a la competencia a contrarrestar el efecto y a la obstaculización de la competencia en el mercado, lo cual supondrá en última instancia un aumento de los precios.

Diversos estudios han puesto de manifiesto que el poder de mercado está fuertemente vinculado a la concentración en el mercado, y por tanto, en un mercado altamente concentrado existe una mayor posibilidad de que las empresas ejerzan poder de mercado, mientras que en un mercado donde existe una baja concentración es más probable que los niveles de competitividad sean mayores.

No obstante, existen casos a lo largo de la historia donde la liberalización del mercado terminó en fracaso, como fue el caso de la liberalización del mercado eléctrico en Inglaterra y Gales como recogió Newbery [11] en 1995. En referencia a esto, Wolak [12] identificó que las dos empresas generadoras más grandes presentes en el mercado tenían un claro papel dominante lo que les permitió incrementar los precios por encima de sus costes marginales de producción de manera sustanciosa.

Como hemos mencionado anteriormente, el poder de mercado está muy vinculado con la concentración del mercado, lo cual nos lleva a analizar la estructura de los mercados. Se entiende por estructura de un mercado el número de compañías que lo componen, así como su tamaño en relación al mercado en el que operan, es decir, sus cuotas de mercado. No obstante, es importante aclarar que la existencia de un mercado concentrado no es condición suficiente para que las compañías ejerzan poder de mercado, sino que hay que tener en cuenta otra serie de factores.

La estructura de los mercados suele ser analizada a través de índices de tipo estructural, los cuales no establecen la existencia de un ejercicio de poder por parte de una compañía de forma automática, sino que ofrecen una orientación sobre la posibilidad existente en el mercado analizado de que una compañía ejerza poder de mercado. Como veremos más adelante, estos índices pueden basarse en las cuotas de mercado como hace el HHI, o emplear métodos más complejos en función de la elasticidad de la demanda, la demanda residual o el carácter pivotal de una compañía en el desarrollo de su actividad en el mercado.

En el caso de una estructura de mercado que apoye la posibilidad de ejercer dominio de mercado por parte de una o varias compañías, estas además deben obtener mayores beneficios con dicha posición que los que ya obtienen en un mercado que opera de forma competitiva. No obstante, existen diversos factores [13] que mitigan los incentivos para ejercer el poder de mercado, algunos de los cuales se exponen a continuación.

La posibilidad de que entren nuevos competidores en el mercado, formulando una propuesta creíble para entrar en el mercado hará que los agentes que ya operan en el reduzcan su interés en ejercer dominio de mercado. Esto se debe principalmente a que el ejercicio de poder por parte de las compañías ya establecidas se traducirá en un aumento de los precios, lo cual atraerá a un mayor número de compañías competidoras que verán dichos incrementos como una posibilidad de aumentar sus beneficios. El aumento del número de agentes se traducirá en un aumento de la competencia en el mercado y una reducción de los beneficios para las empresas ya establecidas en el.

Asimismo, la legislación vigila que los mercados funcionen de la manera más competitiva posible, motivo por el cual la Comisión Nacional de Mercados y Competencias cuenta con la potestad de sancionar a aquellas compañías que actúen en contra de la competitividad en el mercado. Además de la sanción económica, ser sancionando por la autoridad competente supone un impacto muy negativo para la imagen de la propia compañía, lo cual se puede traducir en una pérdida de credibilidad ante inversores y consumidores.

Otro de los factores que influyen de manera notoria en las posibilidades de ejercer poder de mercado, es la veracidad de la información con la que se cuenta para ello, debido a que las compañías basan sus ofertas en las estimaciones sobre la evolución de la demanda y el comportamiento de sus competidores. Por tanto, para que una compañía pueda ejecutar su posición dominante en el mercado, es necesario que esta cuente con información certera sobre la evolución del mercado, la demanda y las estrategias de sus competidores.

Con el fin de evitar que las compañías puedan ejercer poder de mercado, desde la liberalización del mercado eléctrico español se han llevado a cabo diversas acciones con el fin de reducir dichas posibilidades. El Gobierno español promulgó la Ley de Defensa de la Competencia<sup>21</sup>, Ley 15/2007 de 3 de julio, por medio de la cual se sancionan los comportamientos de los agentes del mercado con carácter abusivo, desleal y con un ejercicio claro de su posición dominante, quedando excluida de dicha sanción las estructuras sectoriales en el mercado. Así, la legislación basará sus sanciones en un análisis del funcionamiento del mercado y no en la estructura que esté presente y la posibilidad de ejercer dominio de mercado.

Además de los mecanismos mencionados con anterioridad, las autoridades encargadas de la supervisión de los mercados y su competitividad emplean diversas herramientas como las que se mencionan a continuación.

La supervisión *ex post* de los resultados del mercado, es decir, llevar a cabo un análisis de lo ya acontecido en el

---

<sup>21</sup> Ley 15/2007 de 3 de julio: <https://www.boe.es/boe/dias/2007/07/04/pdfs/A28848-28872.pdf>

mercado, supervisando las conductas de las compañías, con el fin de detectar comportamientos no competitivos.

La eliminación de las barreras de entrada, lo cual permite que los agentes puedan entrar en el mercado con una mayor agilidad, aumentando así el número de agentes que participan en él y disuadiendo a los ya establecidos de llevar a cabo conductas no competitivas.

La optimización de las interconexiones internacionales también supone una medida disuasoria para las compañías de ejercer poder de mercado, puesto que la integración del mercado español en el mercado eléctrico europeo aumentará la rivalidad y la competitividad en el mercado. Con motivo de esta última medida la Unión Europea ha llevado a cabo un plan para el incremento de las interconexiones en Europa, haciendo de su red eléctrica una red fuerte, segura y de gran calidad, para ello exige a los países miembros un aumento de las interconexiones en un 15% para el año 2030<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> Nota de prensa de Europa press: <http://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-economia-28-disponen-fijar-objetivo-15-interconexiones-satisface-espana-20141023193634.html>



# 3 METODOLOGÍA

---

*Estableced el orden: el hábito se encargar de mantenerlo.*

Duque de Lévis

Para el desarrollo de este estudio se han empleado dos herramientas fundamentales: Matlab de MathWorks y Excel de Microsoft, lo cual nos ha permitido implementar las rutinas y los cálculos necesarios para el desarrollo del mismo.

En primer lugar se hizo un análisis general del MIBEL teniendo en cuenta las unidades de las zonas españolas, portuguesas, francesas y marroquíes, hallando principalmente las cuotas de mercado de las grandes compañías operadoras, así como la energía total vendida y comprada.

Posteriormente se ha procedido a realizar un análisis más profundo del Mercado tomando única y exclusivamente las unidades presentes en la zona española. Es para este caso para el cual se han calculado índices de carácter estructural y medidas alternativas, tomando el ejemplo de Ciarreta [14].

## 3.1 Unidades empleadas en el estudio:

Se han empleado las unidades [15] facilitadas por el OMIE y REE, la cuales están identificadas por las siglas de la unidad, su descripción, agente, porcentaje de propiedad, el tipo de unidad (bombeo, generación, comercializadora, etc.), su estado (baja o alta) y la zona geográfica de operación (España, Portugal, frontera marroquí o frontera francesa).

Dichas unidades han sido clasificadas por compañía propietaria y zona, independientemente de si se encuentran de alta o baja en el sistema, y sus porcentajes de propiedad han sido aplicados a las cantidades de energía comprada o vendida por la unidad, para poder así reportar de manera correcta las cantidades al agente propietario.

## 3.2 Índices Estructurales

Los índices estructurales fueron los primeros índices aplicados a los mercados de electricidad, su objetivo principal es hacer un estudio sobre la concentración del mercado empleando principalmente los porcentajes de las cuotas de mercado de las compañías. De esta manera, para este estudio, se han empleado el HHI, el CR y el NR5.

### 3.2.1 HHI: Herfindahl-Hirschman Index

El índice HHI debe su nombre a los economistas Orris C. Herfindahl y Albert O. Hirschman y trata de medir el tamaño de las compañías en el mercado bajo estudio respecto al número de compañías operantes en él, lo cual permite estudiar el grado de competitividad presente en el mercado. La Comisión Europea considera que el valor umbral del índice HHI para descartar problemas de competencia horizontal es de 2000, aunque a partir de los 1500 se considera que el mercado comienza a concentrarse.

$$HHI = \sum_{i=1}^N S_i^2$$

Donde  $N$  es el número total de compañías presentes en el mercado y  $S_i$  el porcentaje de la cuota de mercado de la compañía  $i$ .

Cabe destacar que para el desarrollo de este estudio no se han tenido en cuenta todas las compañías presentes en el Mercado Diario, sino que se han individualizado las once compañías de mayor tamaño y el resto se han agrupado bajo el nombre de Otros Minoría.

### 3.2.2 CR: Ratio de Concentración

El Ratio de Concentración o Concentration Ratio es considerado como uno de los índices básicos para el estudio del ejercicio de poder en los mercados, especialmente en los mercados eléctricos<sup>23</sup>.

El CR no es más que el porcentaje de cuota de mercado de las compañías, y se suele agrupar en dos valores: el CR1, que equivale al mayor porcentaje de cuota de mercado de una compañía; y el CR3, que equivale a la suma de las tres mayores cuotas de mercado de la tres compañías mayores. Según la Comisión Europea una cuota de mercado o CR1 mayor de 25% se puede suponer como la presencia de problemas de carácter estructural en el Mercado, mientras que los valores de CR3 se deben considerar de la siguiente manera: CR3 próximo a 0%, un mercado en competencia perfecta,  $40\% < CR3 < 70\%$ , un mercado medianamente concentrado y  $70\% < CR3 < 100\%$ , un mercado altamente concentrado, como recoge Ciarreta en su estudio [16].

### 3.2.3 NR5: Número de compañías generadoras con una cuota de mercado superior al 5%

El NR5 es un indicador complementario al descrito anteriormente, el cual indica el número de compañías presentes en el mercado con una cuota igual o superior al 5%. Este indicador suele ser empleado por la CE en sus informes, indicando que cuanto mayor sea el número de empresas con una cuota de mercado igual o superior al 5% mayor será el grado de competitividad en el mercado, y por tanto menor será la posibilidad de ejercer poder de mercado.

### 3.2.4 Coeficiente de Entropía

La entropía es la encargada de medir el grado de desorden en un sistema. Este indicador ha sido aplicado en diversos estudios sobre la concentración de los mercados, siendo aplicada por primera vez de manera empírica por Theil [17]. No obstante, no fue hasta el estudio de Asgari y Monsef [18] que se estableció un valor umbral de 3.32, a partir del cual se podía considerar que el mercado no estaba concentrado.

$$CE = \sum_{i=1}^N S_i * \log \frac{1}{S_i}$$

Donde  $N$  es el número total de compañías participantes en el mercado y  $S_i$  los valores de las cuotas de mercado por unidad de la compañía  $i$ .

Al igual que ocurría con el caso del índice HHI, para el cálculo de la entropía también se han unificado todas las compañías minoritarias bajo Otros Minoría.

## 3.3 Medidas Alternativas

Como medidas alternativas se han considerado el Índice de Suministro Residual, que se corresponde con las siglas en inglés de RSI y el Índice de Lerner, puesto que permiten realizar un cálculo más específico de la concentración del mercado, ya que tienen en cuenta factores determinantes como elasticidad de la demanda, las

<sup>23</sup> En Estados Unidos el CR fue empleado hasta 1982, cuando dejó de emplearse en favor del HHI.

variaciones temporales debidas a las fluctuaciones de los mercados, etc.

### 3.3.1 Índice de Suministro Residual o Residual Supply Index (RSI)

El RSI fue desarrollado por el California Independent System Operator (CAISO) con el objetivo principal de establecer si se podría cumplir con la demanda de energía sin tener en cuenta la energía ofrecida por la compañía bajo análisis. Según establece CAISO, para que un agente del mercado no sea pivote y por tanto se garantice la competitividad en el mercado es necesario que el valor sea superior a 1 o incluso 1.2.

Este índice se debe aplicar a cada hora, no pudiéndose calcular de manera directa para un año, día o mes. Su cálculo se desarrolla en la fórmula siguiente:

$$RSI = \frac{\text{Suministro Total} - \text{Suministro de la Compañía}}{\text{Demanda Total}}$$

De esta manera se calcularía el valor del RSI para una compañía determinada, no obstante en los términos presentes en la ecuación se tienen en cuenta elementos como la capacidad de suministro, las importaciones, o la ausencia de la energía suministrada proveniente de contratos de carácter bilateral, entre otros. No obstante, en el documento editado por CAISO quedan claramente especificados los elementos a tener en cuenta [19]

Debido a las limitaciones en los datos de los que disponemos para hacer este análisis, no pudiendo cumplir con los datos requeridos por CAISO, hemos reformulado el RSI de la siguiente manera:

$$RSI = \frac{\text{Oferta Total}(h) - \text{Oferta Compañía}_i(h)}{\text{Compra Casada Total}(h)}$$

El RSI está íntimamente ligado al PSI, el cual establece si una compañía posee un carácter pivotal en el mercado, sin embargo, debido a que el Pivotal Supply Index es un índice de carácter binario se prefiere el empleo del RSI.

### 3.3.2 Índice de Lerner

El Índice de Lerner fue introducido en 1934 por el economista estadounidense Abba Lerner con el fin de establecer una herramienta matemática capaz de describir el poder de mercado ejercido por una compañía, lo cual supondría un mercado con precios superiores a aquellos presentes en un mercado en perfecta competencia.

A su vez el Índice de Lerner se basa en la elasticidad de la demanda residual, siendo el Índice de Lerner el valor inverso negativo de dicho término.

Aunque Baker y Breshnan [20] establecieron un modelo muy sofisticado basado en las posibles curvas de demanda residual afrontadas por una compañía, para este estudio hemos optado por el modelo empírico desarrollado por Wolak [21].

Wolak basa sus cálculos en las curvas de oferta de venta por parte de los generadores variando los precios de casación del mercado, cuya fórmula se muestra a continuación.

$$\varepsilon_{jh} = \frac{DR_{jh}(P_h(High)) - DR_{jh}(P_h(Low))}{P_h(High) - P_h(Low)} * \frac{P_h(High) + (Low)}{DR_{jh}(P_h(High)) + DR_{jh}(P_h(Low))}$$

$$L_{jh} = -\frac{1}{\varepsilon_{jh}}$$

---

Donde  $P_h$  (Low) es el precio superior al cerrado en el Mercado para el cual la Demanda Residual es menor que la propia del precio de casación ( $P_h$ ) y  $P_h$  (High) es el precio inferior al cerrado en el Mercado para el cual la Demanda Residual es mayor que la propia del precio de casación ( $P_h$ ).

Los subíndices  $j$  y  $h$  hacen referencia a la compañía  $j$  y la hora  $h$ , por tanto al igual que ocurría con el RSI, el Índice de Lerner se debe calcular para cada hora.



# 4 EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

---

*No es la más fuerte de las especies la que sobrevive y tampoco la más inteligente. Sobrevive aquella que más se adapta al cambio.*

Charles Darwin

A través de los informes [22] anuales de la CNMC y de los datos facilitados por OMIE [23], se ha procurado exponer de forma clara y sencilla como ha ido evolucionando el Mercado Diario de Electricidad a lo largo de los años previos a los años en los que está centrado el estudio, así como los valores de los diversos índices que emplearemos en nuestro análisis. Es importante destacar que los datos mostrados en este capítulo han sido directamente tomados de los informes y los archivos facilitados por el Operador de Mercado, por lo que no se ha procedido a realizar ningún tipo de cálculo.

## 4.1 El Mercado Diario

### 4.1.1 Energía comercializada en el ámbito MIBEL

El mercado eléctrico español y el mercado eléctrico portugués se unificaron en el año 2007 para crear el Mercado Ibérico de Electricidad, como ya se ha explicado anteriormente, por ello este análisis previo del mercado se hará a partir del año 2008, con el fin de ver el efecto que tuvo la crisis económica en el Mercado Diario de Electricidad y como marcó su evolución en los años posteriores.

Con los datos publicados por OMIE sobre la energía comercializada en MIBEL, se ha representado en la Figura 4-1 su evolución mensual a lo largo de los años previos al desarrollo de nuestro estudio, es decir, de 2008 a 2014.

En dicha figura se observa como las cantidades de energía comercializadas en MIBEL durante el año 2008, se desplomaron en los años posteriores. Dicho desplome supuso una caída de más de un 10% en el año 2009 respecto al año anterior, tendencia que se vino repitiendo durante el resto de años siendo el año 2011 el que peor datos registró respecto al año 2008, con una caída de casi un 20% anual en la energía comercializada. Las variaciones porcentuales se pueden apreciar en la Tabla 4-1, donde a pesar de que se comercializara en el año 2014 menos energía de lo que se venía haciendo en el año 2008, si se puede apreciar una mejoría durante los años 2012 y 2013 especialmente. No obstante, en el año 2014 seguíamos a más de un 16% de distancia de la energía comercializada antes de que la crisis económica estallara.

### 4.1.2 Precios de Casación

El precio de casación, como ya se expuso anteriormente, es establecido por la última compañía que entra en el proceso de casación de las ofertas. Por tanto, dicho precio será el mismo en España y Portugal siempre que no se produzca “splitting” de mercados, en cuyo caso se registran precios diversos en ambos países.

En la Figura 4-2 se pueden apreciar los precios medios mensuales registrados por el OMIE, dichos datos hacen referencia a España, lo cual quiere decir que en caso de funcionamiento normal se han contabilizado los precios de compra-venta de energía del Mercado Diario en el ámbito MIBEL, pero que en caso de “splitting” solo se han contabilizado los precios cerrados en el territorio español.

Observando los valores recogidos en la Tabla 4-2, se puede ver como a partir del año 2008 los precios decrecieron de manera más que notable, pues pasaron de rondar los 65 €/MWh a que en los años posteriores no superaran los 50 €/MWh, con unas reducciones de entre el 42% y el 26% respecto a los valores de 2008.

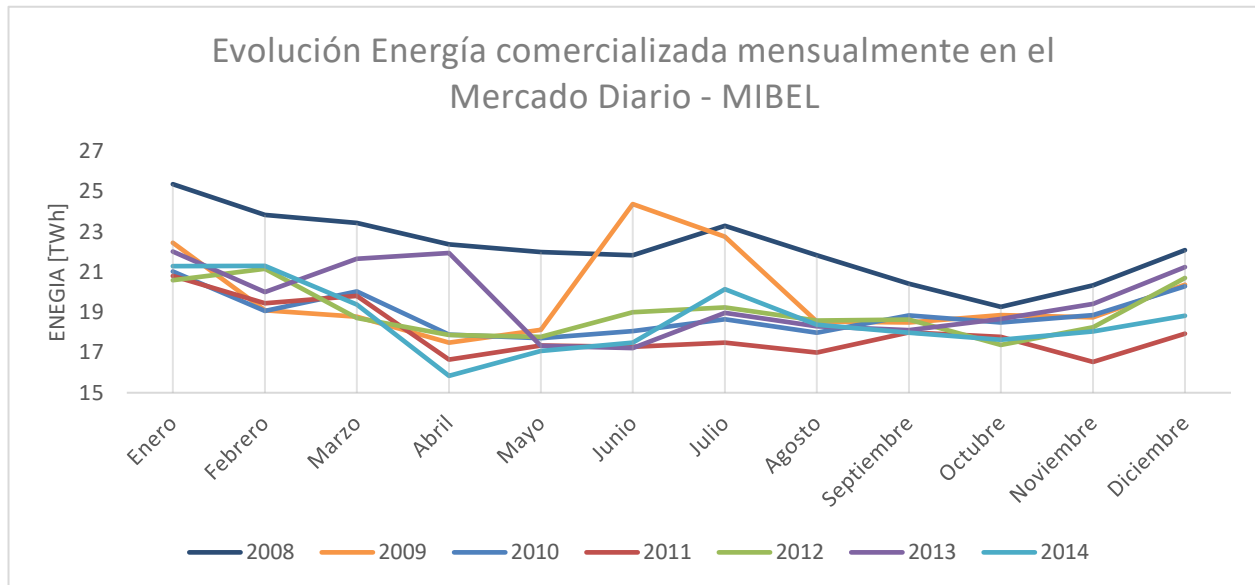


Figura 4-1. Evolución mensual de la energía comercializada en el Mercado Diario, MIBEL.

	<b>ENERGIA [GWh]</b>	<b>% AÑO 2008</b>	<b>% AÑO 2009</b>	<b>% AÑO 2010</b>	<b>% AÑO 2011</b>	<b>% AÑO 2012</b>	<b>% AÑO 2013</b>
<b>2008</b>	266.083	-	-	-	-	-	-
<b>2009</b>	238.082	-10,52	-	-	-	-	-
<b>2010</b>	226.914	-14,72	-4,69	-	-	-	-
<b>2011</b>	216.077	-18,79	-9,24	-4,78	-	-	-
<b>2012</b>	227.896	-14,35	-4,28	0,43	5,47	-	-
<b>2013</b>	234.881	-11,73	-1,34	3,51	8,70	3,06	-
<b>2014</b>	223.400	-16,04	-6,17	-1,55	3,39	-1,97	-4,89

Tabla 4-1. Cantidad de energía comercializada anualmente en el Mercado Diario en el ámbito MIBEL.

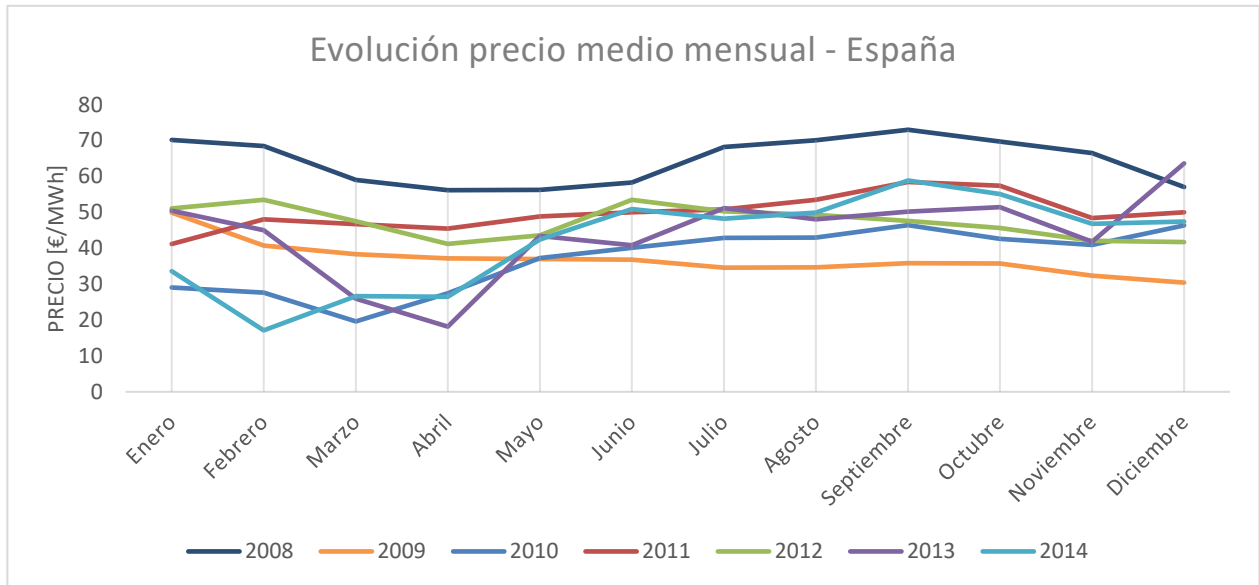


Figura 4-2. Evolución del precio medio mensual en el Mercado Diario en el ámbito MIBEL.

	PRECIO [€/MWh]	% AÑO 2008	% AÑO 2009	% AÑO 2010	% AÑO 2011	% AÑO 2012	% AÑO 2013
<b>2008</b>	64,43	-	-	-	-	-	-
<b>2009</b>	36,96	-42,64	-	-	-	-	-
<b>2010</b>	37,01	-42,56	0,14	-	-	-	-
<b>2011</b>	49,93	-22,51	35,09	34,91	-	-	-
<b>2012</b>	47,23	-26,70	27,79	27,61	-5,41	-	-
<b>2013</b>	44,26	-31,31	19,75	19,59	-11,36	-6,29	-
<b>2014</b>	42,13	-34,61	13,99	13,83	-15,62	-10,80	-4,81

Tabla 4-2. Precio medio anual de compra-venta de energía y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.

### 4.1.3 Energía comercializada por unidades españolas

En los datos publicados por OMIE se puede hacer la distinción entre la energía comercializada en la totalidad del Mercado Diario de Electricidad Ibérico, la energía comercializada por España y la comercializada por Portugal. Tras haber visualizado anteriormente la evolución de la energía total comercializada en el MIBEL, pasamos ahora a observar la evolución de la energía comercializada en España exclusivamente.

En primer lugar, se puede apreciar en la Tabla 4-3 qué tanto por ciento de la energía comercializada en el Mercado Diario Ibérico corresponde a la energía de España. En dicha tabla se observa como desde el año 2008 España fue reduciendo sus porcentajes, reduciendo en más de un 5% su dominio en el Mercado Ibérico en 6 años.

	%
<b>2008</b>	83,49
<b>2009</b>	84,50
<b>2010</b>	85,21
<b>2011</b>	84,36
<b>2012</b>	78,25
<b>2013</b>	78,83
<b>2014</b>	77,84

Tabla 4-3. Participación española en la energía comercializada en el Mercado Diario, MIBEL.

En la Figura 4-3 se puede observar la evolución de la energía comercializada en el Mercado Ibérico por unidades españolas.

Si comparamos dicha gráfica con aquella mostrada en la Figura 4-1, se aprecia como a pesar de que las cantidades son inferiores en el caso de España, las formas de las curvas son muy similares en ambos escenarios, esto nos lleva a pensar que durante los años 2008-2014 España era un fiel reflejo de todo lo que acontecía en el mercado ibérico. De nuevo, en el escenario español se repite el desplome en las cantidades de energía comercializada mensualmente, no obstante, mientras que en el ámbito ibérico el año 2011 fue el que recogió las peores cotas en varias ocasiones, en el caso de España es el año 2014 el que recoge la peor cuota de todo el periodo, en abril.

No obstante, si compramos ahora la Tabla 4-1 y la Tabla 4-4, mientras que en el escenario ibérico la mayor caída respecto al año 2008 se registra en el año 2011, en el caso de España las cantidades de energía comercializada van decreciendo gradualmente, alcanzándose el máximo en al año 2014, con una caída de más de un 20% respecto al año 2008. España registró peores datos que el conjunto ibérico desde el año 2012, año en el que el conjunto del mercado ibérico comenzaba a recuperarse.

También en la Tabla 4-4 se puede observar como todos los años registran decrecimiento respecto al año anterior, siendo el año 2013 el único que muestra un pequeño aumento respecto al año 2012, mientras que en escenario de MIBEL son los años 2012 y 2013 los que muestran un pequeño crecimiento en referencia a los años que les preceden respectivamente.

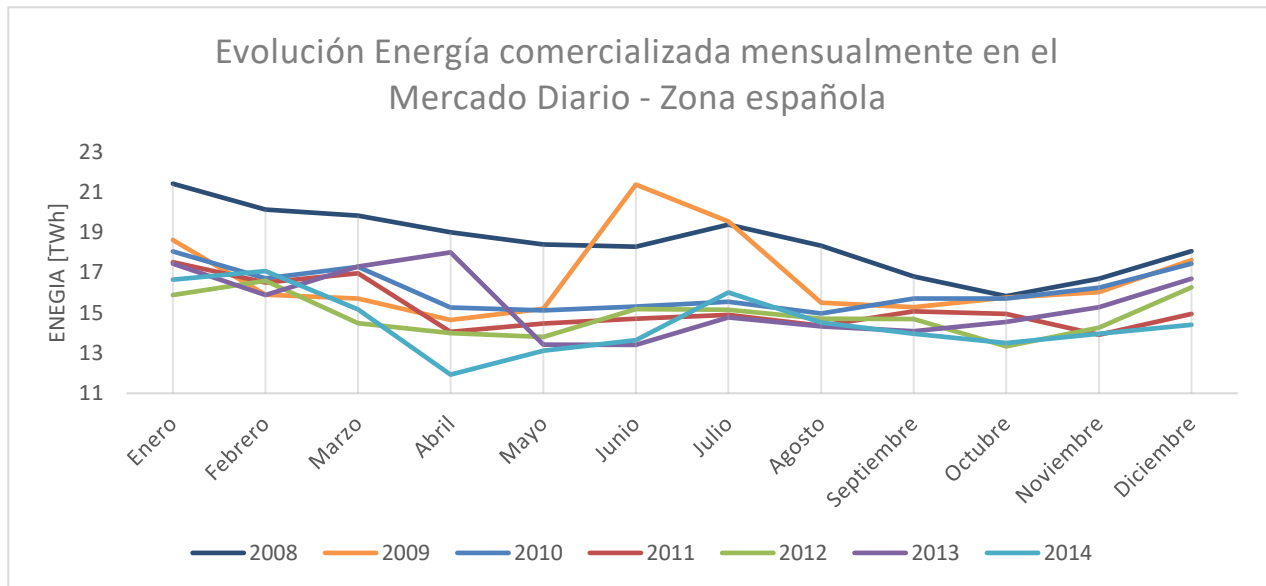


Figura 4-3. Evolución de la energía mensual comercializada por unidades españolas en el Mercado Diario de Electricidad

	<b>ENERGIA [GWh]</b>	<b>% AÑO 2008</b>	<b>% AÑO 2009</b>	<b>% AÑO 2010</b>	<b>% AÑO 2011</b>	<b>% AÑO 2012</b>	<b>% AÑO 2013</b>
<b>2008</b>	222.158	-	-	-	-	-	-
<b>2009</b>	201.170	-9,45	-	-	-	-	-
<b>2010</b>	193.345	-12,97	-3,89	-	-	-	-
<b>2011</b>	182.290	-17,95	-9,39	-5,72	-	-	-
<b>2012</b>	178.337	-19,73	-11,35	-7,76	-2,17	-	-
<b>2013</b>	185.148	-16,66	-7,96	-4,24	1,57	3,82	-
<b>2014</b>	173.902	-21,72	-13,55	-10,06	-4,60	-2,49	-6,07

Tabla 4-4. Cantidad de energía comercializada anualmente por unidades españolas en el Mercado Diario de Electricidad y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.

## 4.2 Cuotas de Mercado

En los datos que se exponen a continuación, la CNMC ha tenido en cuenta para su cálculo los resultados de la energía vendida en el Mercado Diario de electricidad y mediante contratos bilaterales por las unidades de cada compañía.

En la Tabla 4-5 se puede apreciar la evolución de las cuotas de mercado de cada compañía en el periodo comprendido entre 2008 y 2014. Estas cuotas de mercado son debidas a la venta de energía con carácter general, mientras que las cuotas de mercado expuestas en la Tabla 4-6 son aquellas debidas a la venta exclusiva de energía procedente de Tecnologías Marginales. Según la CNMC entre el año 2008 y 2010 se consideraron como tecnologías marginales el carbón, los ciclos combinados y la hidráulica, mientras que a partir del año 2011 se tuvieron en cuenta como marginales al carbón, la hidráulica y el 5% de la producción RECORE.

A través de la Tabla 4-5 podemos ver como Endesa ha ido reduciendo su cuota de generación durante estos años, mientras que EDP ha logrado crecer un 7%. En el año 2008, año en el que comenzó la crisis económica, Endesa e Iberdrola eran las compañías con la mayor cuota de generación, no obstante mientras que Endesa ha ido reduciendo su cuota, Iberdrola ha logrado mantener una cierta estabilidad en su cuota de mercado, que siempre se ha situado en torno al 20%.

En el caso de las cuotas de generación procedentes de tecnologías marginales, Endesa e Iberdrola sufrieron fluctuaciones en sus cuotas de generación, siendo en el caso de Endesa el año 2012 el de mayor cuota, y para Iberdrola el año 2010. Aun así ambas cerraron el año 2014 con una cuota de generación mayor a la del año 2008 en un 7-6 %. La compañía portuguesa EDP vivió su mayor crecimiento en el año 2012, que junto con Endesa eran las encargadas del 65 % de la generación a través de tecnologías marginales. Si observamos ahora la evolución de Gas Natural y Unión Fenosa, su fusión fue la que les permitió ser la tercera generadora mediante tecnologías marginales en el Mercado Diario, no obstante, en los años posteriores ha ido reduciendo de manera significativa su cuota de generación.

Si comparamos la Tabla 4-5 con la evolución de la energía comercializada en el Mercado Diario en MIBEL y España, llama especialmente la atención observar como a pesar de la caída en la energía comercializada, en el caso de las cuotas con carácter general, EDP ha crecido a lo largo de estos años al igual de Axpo, mientras que Endesa sufrió su mayor caída en el año 2009, pero luego mantuvo unas cuotas más o menos estables junto con Iberdrola.

No obstante, si comparamos ahora la Tabla 4-6 con la evolución de la energía comercializada en MIBEL y España, el año en el que se registró un crecimiento respecto al anterior es el año 2012, año en el que Endesa alcanzó su mayor cuota de mercado a través de las tecnologías marginales. El año 2012 fue también un año de gran crecimiento para EDP, mientras que Iberdrola redujo su cuota procedente de tecnologías marginales en un 50%.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ENDESA</b>	27	20	19	23	23	21	21
<b>IBERDROLA</b>	22	23	24	21	18	19	21
<b>UF</b>	11	6	0	0	0	0	0
<b>GN</b>	5	5	9	7	8	7	6
<b>EDP</b>	13	13	12	12	16	19	20
<b>AXPO</b>	4	7	8	9	9	8	7

Tabla 4-5. Cuotas de generación en % en el PDBF de los principales grupos empresariales.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>ENDESA</b>	29	21	20	40	43	36	36
<b>IBERDROLA</b>	16	18	23	22	11	19	22
<b>UF</b>	15	10	0	0	0	0	0
<b>GN</b>	10	8	17	7	8	10	10
<b>EDP</b>	16	18	15	16	22	20	18
<b>AXPO</b>	0	0	0	2	2	2	1

Tabla 4-6. Cuotas de Generación en % en el PDBF de los principales grupos empresariales a través de tecnologías marginales.

### 4.3 Índices Estructurales: HHI, CR1, CR3

Al igual que ocurría con las cuotas de mercado, el valor del índice HHI que se expone a continuación es el recogido en los informes de la CNMC, no obstante, los valores de CR1 y CR3 han sido calculados para este análisis a partir de los datos facilitados por la CNMC.

Según la Unión Europea, un mercado comienza a estar concentrado a partir de un valor de HHI superior a los 1500. Si se observa primero en el caso de la Tabla 4-7, donde se consideran todas las tecnologías, se ve como con la caída de la comercialización de la energía los valores de HHI también caen, pasando de valer 1484 en el año 2008 a 1176 en el año 2009. No obstante, en el año 2014 ya se observa un aumento del valor de HHI considerable, aproximándose de nuevo al valor del año 2008, el cual no se encuentra muy alejado del valor umbral marcado por Europa para asegurar la competitividad en los mercados.

En el caso de la Tabla 4-8, donde la CNMC solo tiene en cuenta las tecnologías marginales, los valores de HHI registrados superan con creces el valor de 1500 en casi todos los años, excepto en el año 2009, año en el que se registra la mayor caída respecto al año anterior en la energía comercializada. A diferencia de lo que ocurría en el caso anterior, donde el valor de HHI no comenzó a crecer de manera notable hasta el año 2013, en el caso de las tecnologías marginales el HHI no solo creció durante gran parte del periodo analizado aproximándose a los valores del año 2008, si no que en su primer año de crecimiento respecto al año de inicial, el año 2011, superó el valor del año previo a la crisis.

En el caso de CR1, este hace referencia al ratio de concentración correspondiente a la empresa con mayor cuota en el mercado. Fijándonos en la Tabla 4-5, como en el año 2008 el CR1 era de un 27%, debido a la generación de Endesa, dicho valor se halla un 2% por encima del valor umbral de 25% para garantizar la competencia en los mercados. No obstante, en los dos años posteriores fue Iberdrola la encargada de establecer el valor de CR1, el cual alcanzó los valores de 23% y 24% para los años 2009 y 2010. En el resto de años el CR1 ronda el 23-21%.

Asimismo, el valor de CR3 corresponde a la suma de las cuotas de las tres empresas mayores en el mercado desde el punto de vista de las cuotas de mercado. En el año 2008, CR3 alcanzó un 62%, para luego reducirse de manera paulatina en los años posteriores rondando el 55-57%, no obstante, a partir del año 2013 comenzó su crecimiento, cerrando nuevamente el año 2014 con un CR3 del 62%, siendo durante este periodo Endesa, Iberdrola y EDP las tres grandes empresas del Mercado Diario.

Según el estudio llevado a cabo por Ciarreta [14], en el año 2008 existían al menos 5 empresas con más de un 5% de cuota de mercado, pasando a ser 4 en el año 2010 y alcanzando el valor de 6 en el año 2013, favoreciendo así la distribución de competencia en el Mercado Diario.

	<b>HHI</b>	<b>% AÑO 2008</b>	<b>% AÑO 2009</b>	<b>% AÑO 2010</b>	<b>% AÑO 2011</b>	<b>% AÑO 2012</b>	<b>% AÑO 2013</b>
<b>2008</b>	1484	-	-	-	-	-	-
<b>2009</b>	1176	-20,75	-	-	-	-	-
<b>2010</b>	1255	-15,43	6,72	-	-	-	-
<b>2011</b>	1251	-15,70	6,38	-0,32	-	-	-
<b>2012</b>	1236	-16,71	5,10	-1,51	-1,20	-	-
<b>2013</b>	1304	-12,13	10,88	3,90	4,24	5,50	-
<b>2014</b>	1396	-5,93	18,71	11,24	11,59	12,94	7,06

Tabla 4-7. Valores de HHI en el PDBF en el ámbito MIBEL considerando todas las tecnologías y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.

	<b>HHI</b>	<b>% AÑO 2008</b>	<b>% AÑO 2009</b>	<b>% AÑO 2010</b>	<b>% AÑO 2011</b>	<b>% AÑO 2012</b>	<b>% AÑO 2013</b>
<b>2008</b>	1692	-	-	-	-	-	-
<b>2009</b>	1366	-19,27	-	-	-	-	-
<b>2010</b>	1544	-8,75	13,03	-	-	-	-
<b>2011</b>	2400	41,84	75,70	55,44	-	-	-
<b>2012</b>	2539	50,06	85,87	64,44	5,79	-	-
<b>2013</b>	2173	28,43	59,08	40,74	-9,46	-14,42	-
<b>2014</b>	2257	33,39	65,23	46,18	-5,96	-11,11	3,87

Tabla 4-8. Valores de HHI en el PDBF en el ámbito MIBEL considerando únicamente las tecnologías marginales<sup>24</sup> y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.

<sup>24</sup> Según las CNMC las tecnologías marginales consideradas en su análisis fueron entre el año 2008 y 2010 el carbón, los ciclos combinados y la energía hidráulica. A partir del año 2011 las tecnologías marginales estaban compuestas por el carbón, la hidráulica y el 5% de la producción RECORE.



#### 4.4 Índices alternativos: RSI e Índice de Lerner

Los índices expuestos en este apartado son los mostrados en el estudio llevado a cabo Ciarreta en el año 2015 [14]. Para ambos índices, Ciarreta calcula el valor de los índices teniendo en cuenta únicamente el mercado español en primer lugar, y el caso en el que el Mercado Ibérico opera con total normalidad. Debido a la tradición de que las mayores empresas del Mercado Ibérico son Endesa e Iberdrola, Ciarreta lleva a cabo sus cálculos únicamente para ambas empresas.

En el caso del RSI, Ciarreta también establece la diferencia entre dos escenarios: la unión de régimen ordinario y régimen especial o la presencia de energía proveniente exclusivamente del régimen ordinario. En el caso de la unión de ambos regímenes, se puede observar en la Tabla 4-9 como Endesa desde el año 2008 el valor de su PSI es 0, mientras que Iberdrola en el caso del mercado español, obtenía valores diversos de 0 hasta el año 2010, lo cuales a pesar de ser valores muy pequeños, suponen que Iberdrola puede ser una compañía necesaria para suplir la demanda. En el caso del Mercado Ibérico, Iberdrola si alcanza valores superiores a los debidos exclusivamente de las unidades españolas, no obstante en este mercado abandonó su carácter pivotal en el año 2010, antes que en España.

Teniendo en cuenta únicamente el régimen ordinario, la tendencia es diversa, como se puede apreciar en la Tabla 4-10, donde Endesa pasó de un valor nulo a un valor positivo. En el caso de Iberdrola, la compañía ha ido reduciendo su carácter pivotal en los años posteriores a la crisis, manteniendo siempre valores superiores a los registrados para Endesa.

Por tanto, como expone Ciarreta en su estudio, en los últimos años las compañías tradicionalmente dominantes en el mercado, han pasado a serlo solo durante las horas de mayor demanda, tal y como muestran estos valores del orden de la centésima y milésima.

		2008	2010	2012	2013
ES	Endesa	0	0	0	0
	Iberdrola	0.038	0.002	0	0
MI	Endesa	0	0	0	0
	Iberdrola	0.178	0	0	0

Tabla 4-9. PSI producto del análisis del Mercado Diario considerando el Régimen Ordinario y Especial juntos.

		2008	2010	2012	2013
ES	Endesa	0	0.002	0.011	0.008
	Iberdrola	0.044	0.011	0.014	0.012
MI	Endesa	0	0	0.002	0.001
	Iberdrola	0.141	0	0.001	0.001

Tabla 4-10. PSI producto del análisis del Mercado Diario considerando exclusivamente el Régimen Ordinario.

En el caso de Índice de Lerner no se hace diferenciación entre el régimen ordinario y el especial, aunque se mantiene el escenario español y el ibérico.

Observando la Tabla 4-11 podemos ver los valores de la inversa de la elasticidad de la demanda residual, los cuales fluctúan entre la centésima y la milésima, a pesar de que ambas compañías cerraron el año 2013 duplicando el valor del año anterior, no se puede considerar a ninguna de las dos compañías como generadoras de carácter pivotal.

		2008	2010	2012	2013
<b>ES</b>	Endesa	0.010	0.009	0.018	0.036
	Iberdrola	0.055	0.018	0.025	0.058
<b>MI</b>	Endesa	0.009	0.006	0.015	0.023
	Iberdrola	0.020	0.011	0.016	0.041

Tabla 4-11. Elasticidad de la demanda residual.

# 5 ANÁLISIS DEL MERCADO DIARIO

*El verdadero ingenio está en la capacidad para la evaluación de la información incierta, peligrosa y conflictiva.*

Winston Churchill

En este capítulo se muestran los resultados del análisis de los datos facilitados por OMIE a través de las curvas de venta y compra de energía, casadas y ofertadas, en el Mercado Diario de Electricidad. Este análisis, cuyos cálculos e índices se han expuesto en el capítulo de Metodología, se centra en los últimos tres años 2015, 2016 y 2017, tratando de ofrecer una visión de la situación actual del Mercado Diario en España y la península ibérica.

## 5.1 MIBEL

En este apartado se muestra el estudio de las curvas de venta y compra de energía en el ámbito MIBEL, es decir en el Mercado Diario de Electricidad Ibérico.

En dicho análisis se han tenido en cuenta únicamente las principales empresas presentes en el Mercado Diario de Electricidad como son: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP y Axpo, agrupándose el resto de compañías en el denominado grupo “Otros”.

En la Tabla 5-1, se pueden observar el número de unidades por cada compañía en el ámbito MIBEL reconocidas por OMIE [15] para el Mercado Diario, en dicha tabla el número de unidades no distingue entre aquellas que estén de alta o baja, o sean de generación, comercialización o cualquier otro tipo.

Compañía	Nº Total de Unidades	Unidades de C.Combinado	Unidades Hidráulicas	Unidades Nucleares	Unidades Térmicas
ENDESA	184	7	8	5	27
IBERDROLA	205	12	6	6	18
GNF	170	19	3	4	14
EDP	250	14	9	-	23
AXPO	692	-	-	-	-
Otros	3041	23	7	2	19

Tabla 5-1. Nº de Unidades con las que opera cada compañía

### 5.1.1 Splitting en el MIBEL

Como ya se indicó al principio de este documento, cuando se describía el sistema de funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad, España y Portugal funcionan conjuntamente en el mismo mercado cuando la conexión entre España y Portugal no está congestionada, estableciéndose el mismo precio de casación para ambos territorios. No obstante, en el caso de congestión en dicha conexión los mercados se separan dando lugar al denominado “splitting”, momento a partir del cual los precios casados serán independientes en ambos territorios, resultando en la mayoría de los casos un precio superior en Portugal.

Debido a esta restricción técnica, a partir de los datos ofrecidos por OMIE se ha procedido a calcular los porcentajes de tiempo en los cuales dicha conexión se ha visto congestionada, derivando en la separación de mercados.

AÑO	Nº DÍAS AÑO	%DÍAS AÑO	Nº HORAS AÑO	%HORAS AÑO
2015	66	18,08	213	2,43
2016	166	45,36	721	8,21
2017	142	38,90	587	6,70

Tabla 5-2. Números y porcentajes de horas y días al año en los hubo Splitting.

Como se puede observar en la Tabla 5-2, el año 2016 fue el año en el que la conexión España-Portugal se congestionó más veces, y aunque en el año 2017 los valores de congestión en dicha conexión se redujeron respecto al año anterior aun distan mucho de los del año 2015. Cabe mencionar, que en dicha tabla la columna días del año hace referencia a número de días en los que en algún momento la línea España-Portugal se congestionó, y no a la duración natural de un día.

Asimismo en la Figura 5-1 y la Figura 5-2 se puede observar la variación de los porcentajes de días y horas de congestión por mes y año. De las curvas representadas en ambas gráficas se observa que la mayor congestión de la línea tiene lugar en el último y los primeros meses de cada año. También se observa en ambas figuras que el año 2015 fue bastante lineal en lo que respecta a la congestión de la conexión entre España y Portugal.

Centrándonos en los porcentajes de hora de congestión, ya que el Mercado Diario está dividido para cada hora del día, es especialmente notable el pico de congestión que hubo en junio en el año 2016, hallándose la línea congestionada en un 20.69% de las horas del mes de junio, también es notable el 18.15% de horas de congestión que se alcanzó en diciembre de 2017, siendo estos los valores máximos registrados en los últimos tres años.

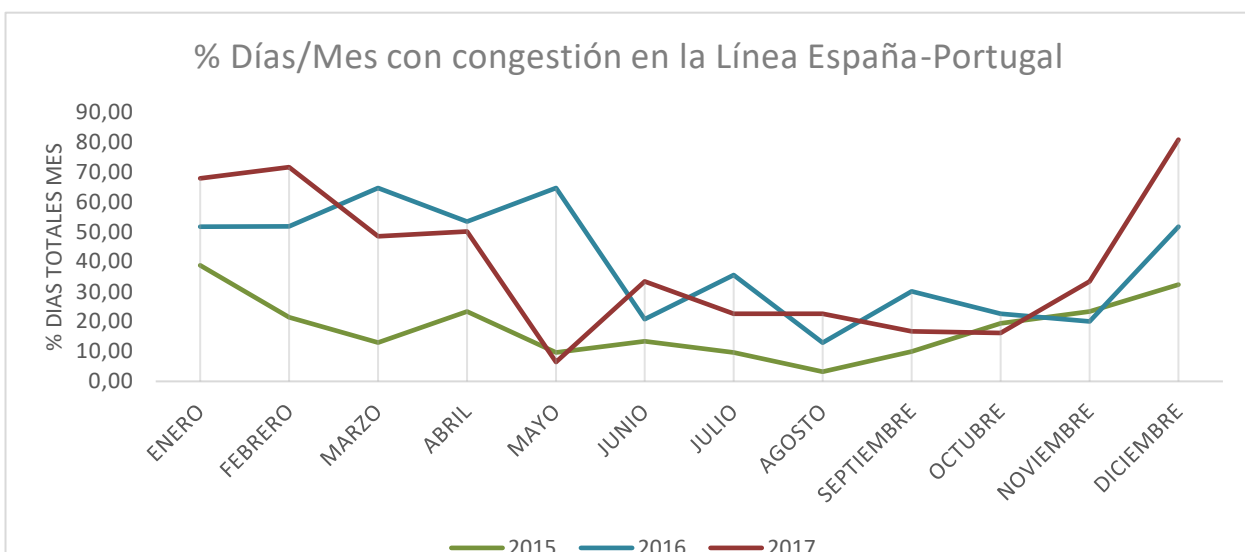


Figura 5-1. Porcentaje de días al mes en los que la conexión España-Portugal se congestionó.

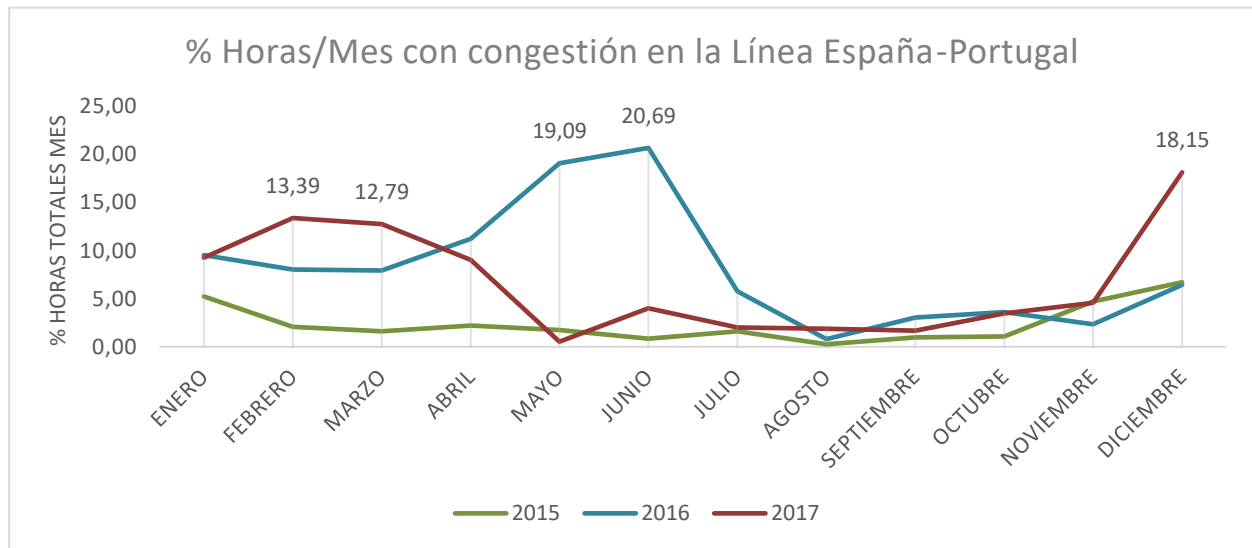


Figura 5-2. Porcentaje de horas por mes en los que la conexión España-Portugal se congestionó.

Debido a este fenómeno conocido como “splitting”, para el desarrollo de este estudio en los casos en los que se produjo congestión de la línea España-Portugal se tomaron los datos referentes a la zona española, obviando aquello acontecido en Portugal. Por tanto, en caso de congestión de la conexión entre ambos países, este estudio solo reflejará los resultados de la zona española.

### 5.1.2 Energía comprada en MIBEL

La energía comprada en el Mercado Ibérico de Electricidad es aquella energía adquirida por los comercializadores para su posterior venta a los pequeños usuarios, pudiéndose entender como la representación de la demanda en el Mercado Diario. Es importante aclarar que para este análisis, la energía expuesta en este apartado está afectada por el porcentaje de propiedad que pesa sobre cada unidad por parte del agente propietario.

Como se puede apreciar en la Figura 5-3, a lo largo de los últimos tres años las curvas de compra de energía no muestran una gran diferencia entre sí en cuanto a su forma, apreciándose en todas tres picos de demanda, en los meses de enero y diciembre, los más fríos del año y el mes de julio, el mes más caluroso por antonomasia. En este último mes, el mes de julio, si se puede apreciar una mayor diferencia de la demanda entre los tres años, teniendo como resultado una crecida significativa en el año 2017.

Igualmente se observan tres picos de caída de la demanda en cada año, siendo los años 2015 y 2017 los más similares entre sí, pues coinciden en febrero, abril y septiembre como los meses donde la demanda decreció; mientras que en el año 2016 la curva presenta una forma diversa, siendo los meses de abril, mayo y junio los de menor demanda en el año y el mes de octubre como el otro pico donde la demanda alcanzó cotas bajas.

En la Tabla 5-3 se pueden apreciar las cantidades de energía comprada al año en los últimos tres años, así como sus variaciones respecto al año de inicio del estudio y al año 2016 en el caso del año 2017. En dicha tabla podemos apreciar como el año 2017 ha sido un año de gran crecimiento en cuanto a la cantidad de energía comprada y por tanto demandada en el Mercado Diario por parte de las comercializadoras.

	ENERGIA [MWh]	% AÑO BASE 2015	% AÑO BASE 2016
2015	224.445.806,6	-	-
2016	229.516.116,8	2,26	-
2017	239.428.573,0	6,68	4,32

Tabla 5-3. Cantidades totales de energía comprada en el Mercado Diario en MIBEL y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.

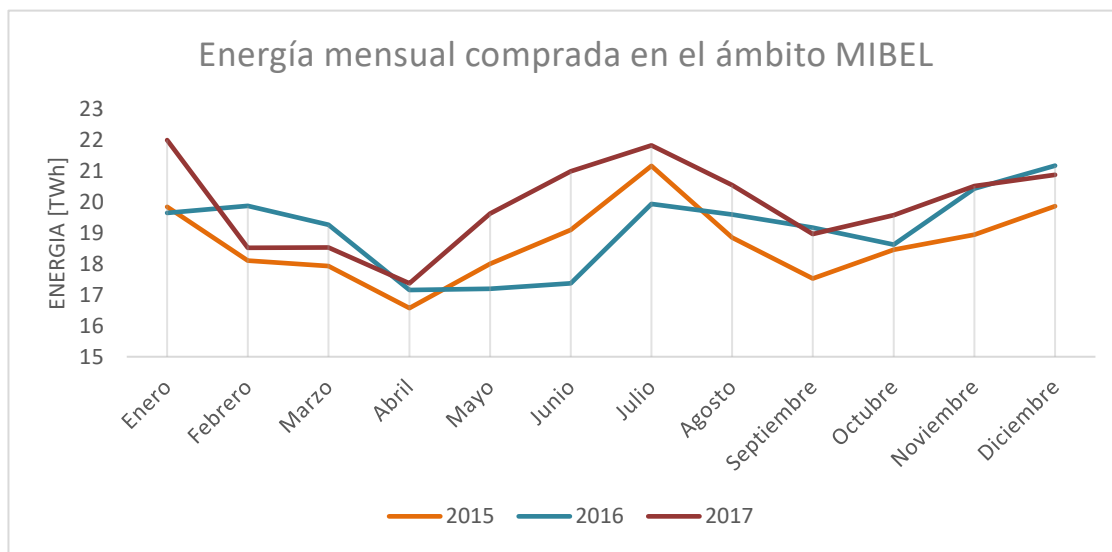


Figura 5-3. Evolución de las curvas de energía comprada cada mes en el ámbito MIBEL.

### 5.1.3 Energía vendida en MIBEL y cuotas de Mercado

A partir de las curvas y los datos ofrecidos por parte del OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Electricidad, se han podido computar las cantidades de energía vendidas por las compañías generadoras y sus respectivas cuotas de mercado. Al igual que ocurría en el caso de la energía comprada, la energía representada en este apartado está afectada por los porcentajes de propiedad por parte del agente propietario de cada unidad.

En relación a la energía vendida sí se hace distinción entre la energía procedente de todas las tecnologías y aquellas que hemos considerado tecnologías marginales. En este último grupo hemos incluido las centrales de ciclo combinado, las centrales térmicas, las centrales nucleares y las centrales hidráulicas.

En la Figura 5-4 se puede observar la variación de la energía total vendida cada mes en el Mercado Diario de Electricidad, en dicha figura se puede observar como las curvas presentan los mismos picos de subida y caída que las de la Figura 5-3, aunque alcanzando valores un poco inferiores en el caso de la generación, lo cual nos lleva a entender que para alcanzar dicha demanda de energía por parte de las comercializadoras se ha recurrido a importaciones o contratos bilaterales, entre otros.

Al igual que ocurría con las curvas de compra de energía, en la de venta se puede observar cómo los años 2015 y 2017 fueron años con curvas de generación similares, aunque en el año 2017 se alcanzaron valores superiores a aquellos de 2015 en determinados meses.

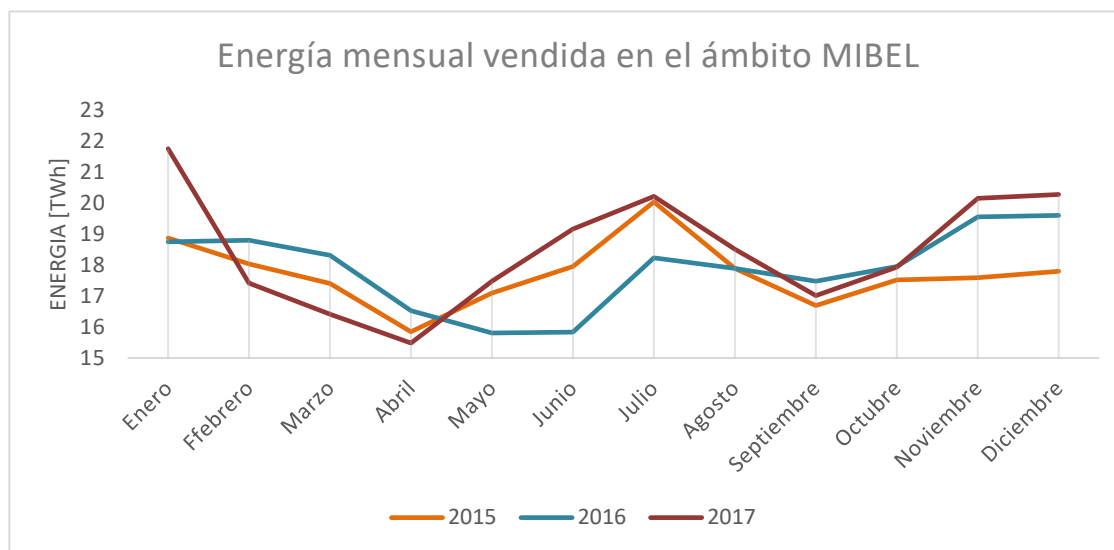


Figura 5-4. Evolución de las curvas de energía vendida cada mes en el ámbito MIBEL.

En cuanto a las cuotas de mercado, por parte de las compañías vendedoras, en el ámbito MIBEL se observa un predominio de la compañía portuguesa Energías de Portugal-EDP, como se puede observar en la Figura 5-5.

En referencia a dicha figura, también se puede observar cómo mientras que EDP ha ido reduciendo su cuota de mercado en los últimos tres años, Endesa y el conglomerado de compañías “Otros” ha ido incrementándolo.

No obstante, si observamos la Figura 5-6, donde se representan las cuotas de mercado procedentes de la energía vendida exclusivamente a través de tecnologías marginales, Endesa continúa con su crecimiento mientras que EDP mantiene durante estos tres años unos porcentajes muy similares entre sí, lo cual indica que ha reducido su cuota anual de venta de energía por la supresión de centrales de carácter diverso a aquellas incluidas en las tecnologías marginales. También Iberdrola ha aumentado su cuota de mercado en esta materia en los dos últimos años respecto al año 2015. En cuanto a Gas Natural Fenosa, es muy notable la reducción del casi 5% anual en su cuota de mercado debida a la venta de energía proveniente de tecnologías marginales.

Debido a esto, se optó por calcular y representar los porcentajes de cada compañía y globales de demanda cubierta mediante tecnologías marginales, los cuales se pueden ver en la Figura 5-7, así como las cantidades de energía total vendida al año en el Mercado Ibérico de Electricidad y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores, las cuales se pueden ver en la Tabla 5-4.

A través de estas figuras se puede observar como la venta de energía, al igual que la compra, en el ámbito del Mercado Diario de Electricidad presenta una tendencia ascendente, no obstante, no se puede decir lo mismo de la energía vendida procedente de centrales de carácter marginal, que en el año 2016 presenta un decrecimiento respecto al año anterior como muestra la Tabla 5-5, y cuyos porcentajes de demanda cubierta se pueden leer en la Figura 5-7.

En referencia a los porcentajes totales de demanda cubierta por tecnologías marginales de la Figura 5-7, se puede observar como en estos tres años la demanda de energía en el Mercado Diario en la península ibérica ha sido cubierta en más de un 30% a través de tecnologías de carácter marginal.

Asimismo cabe destacar como a pesar de que la tendencia en la generación marginal ha sido de decrecimiento en el año 2016 y de crecimiento en el año 2017, solo los porcentajes de demanda cubierta mediante tecnologías marginales por parte de Endesa son los que acusan dichas variaciones, mientras que en el resto de compañías la tendencia es a la baja, como se observa en la Figura 5-7.

Resulta interesante también observar como Endesa y el grupo “Otros” son los únicos que han incrementado sus cuotas de mercado junto con la subida de la compra de energía en el año 2017, dando a entender que dicho

incremento de demanda, y por tanto de generación, ha sido cubierto a través de centrales pertenecientes a ambos grupos empresariales.

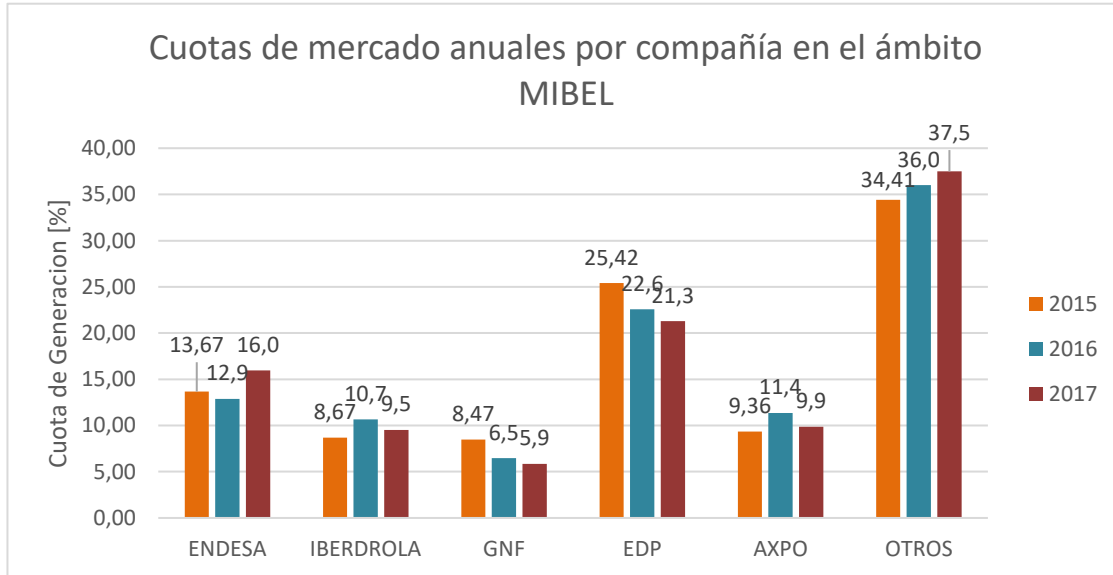


Figura 5-5. Cuotas de mercado anuales de las principales compañías generadoras en el ámbito MIBEL.

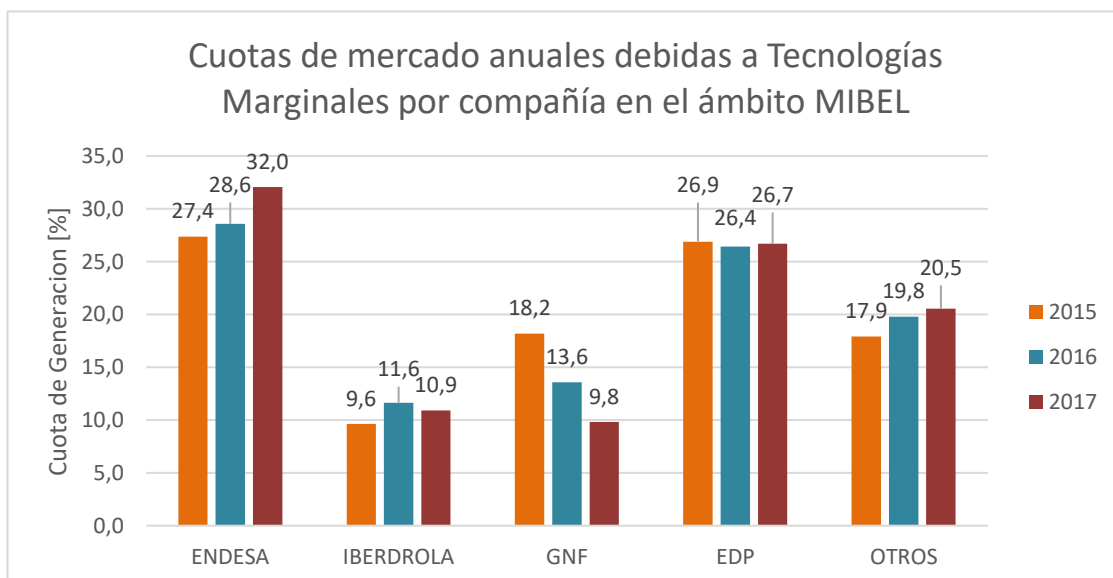


Figura 5-6. Cuotas de mercado anuales de la energía vendida procedente de Tecnologías marginales por parte de las principales compañías en el ámbito MIBEL.



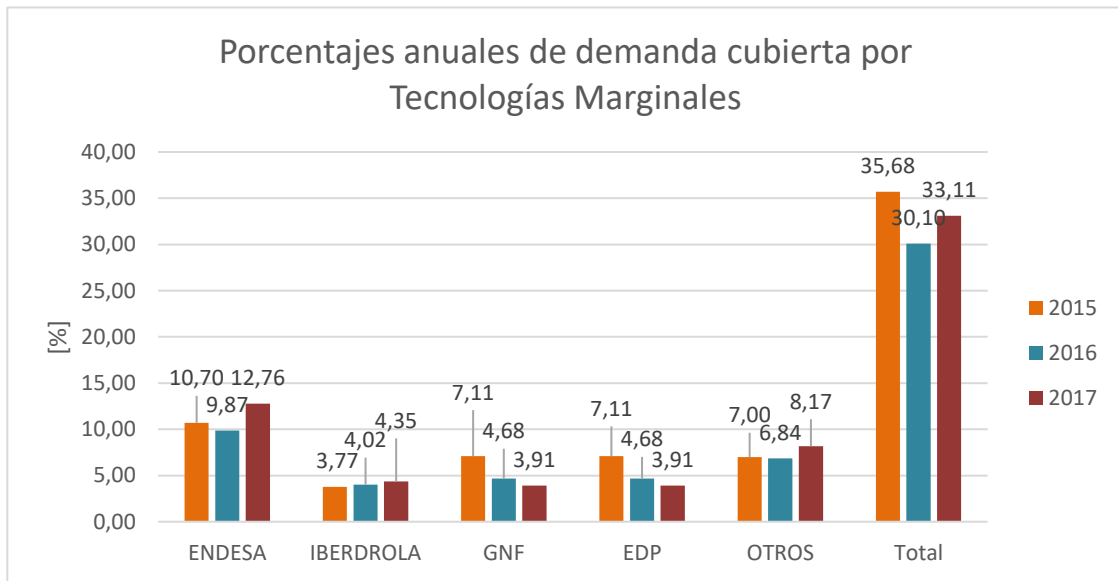


Figura 5-7. Evolución de los porcentajes de demanda cubierta por tecnologías marginales por cada compañía y de forma global.

	ENERGIA [MWh]	% AÑO BASE 2015	% AÑO BASE 2016
<b>2015</b>	212.790.717,3	-	-
<b>2016</b>	214.771.527,9	0,93	-
<b>2017</b>	221.864.163,5	4,26	3,30

Tabla 5-4

Cantidades de energía vendida de carácter general en el Mercado Diario y sus variaciones porcentuales.

	ENERGIA [MWh]	% AÑO BASE 2015	% AÑO BASE 2016
<b>2015</b>	87.728.071,06	-	-
<b>2016</b>	79.278.698,24	-9,63	-
<b>2017</b>	95.333.996,86	8,67	20,25

Tabla 5-5. Cantidades de energía vendida mediante tecnologías marginales en el Mercado Diario y sus variaciones porcentuales.

### 5.1.4 Energía comercializada en MIBEL

Debido a que OMIE expone en su página web la energía comercializada en el Mercado Diario, no estableciendo diferencias entre la energía vendida y la comprada, decidimos analizar la energía comprada y vendida sin los porcentajes de propiedad presentes sobre cada unidad. Aun así, aun existían diferencias entre las cantidades de energía comprada y vendida. En el caso de la energía comprada se obtuvieron los mismos valores que cuando se aplicaron los porcentajes de propiedad, lo cual nos indica que no existen unidades de compra con propiedad compartida.

Debido a las diferencias aún existentes entre ambas categorías (compra y venta) se llevó a cabo un análisis más profundo, lo cual nos llevó a descubrir la existencia de dos unidades “MIEU” y “MIP”. Estas dos unidades compran y venden energía en el Mercado Diario, pero no están recogidas en el listado de unidades facilitado por OMIE.

Dicho esto, en la Figura 5-8 se puede apreciar la evolución de la energía comercializada en el Mercado Diario en el ámbito MIBEL. Si se compara esta gráfica con la expuesta en la Figura 5-3 sobre la energía comprada en el Mercado Diario-MIBEL, podemos apreciar como ambas gráficas son prácticamente iguales, lo cual se pone de manifiesto la Tabla 5-6, donde se expone el porcentaje que supone la energía comprada de la total comercializada. No obstante, el crecimiento de la energía total comercializada anualmente, aunque más estable, es menor que en los casos anteriores, rondando el 3,5-4% anual.

En la Tabla 5-6 también se recoge el porcentaje que anualmente supone la energía vendida por las unidades de la tabla facilitada por OMIE del total comercializado en el año. Como podemos apreciar existen unas diferencias en torno al 6 % anual, el cual es cubierto por energía vendida por las unidades MIEU y MIP, anteriormente expuestas.

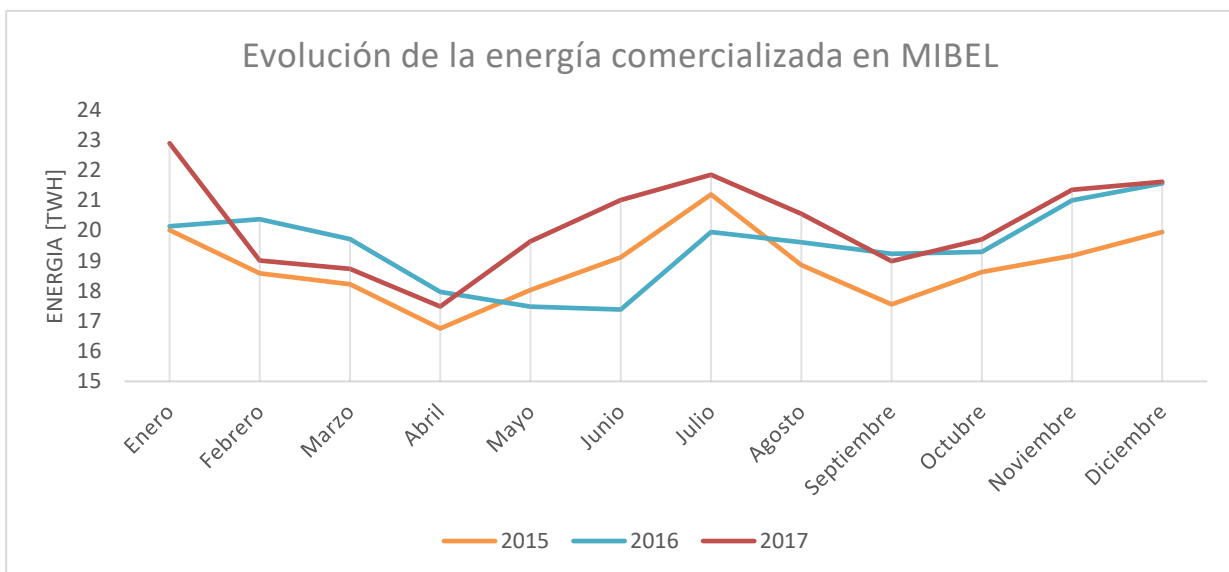


Figura 5-8. Evolución de la energía comercializada en el Mercado Diario en el ámbito MIBEL de manera mensual.

	Energía comercializada [MWh]	% Crecimiento Energía comercializada	% Energía comprada/comercializada	% Energía vendida/comercializada
2015	226.057.059	-	99,29	96,25
2016	233.681.546	3,37	98,22	94,64
2017	242.814.117	3,91	98,61	93,31

Tabla 5-6. Energía comercializada al año en el Mercado Diario, crecimiento anual respecto al año anterior y porcentajes debido a la compra y venta de energía por las unidades recogidas por OMIE.

## 5.2 El Mercado Diario de Electricidad a través de las unidades españolas

En este apartado analizaremos en profundidad la situación del Mercado Diario de Electricidad a través de las unidades registradas por OMIE como unidades situadas en la zona española, se tomó esta decisión debido a que en caso de “splitting” solo disponíamos de los datos de España.

En la Tabla 5-7 se pueden observar las unidades declaradas en zona española para cada compañía independientemente de si son unidades de alta o baja, comercializadoras, generadoras, etc. A diferencia de lo ocurrido en el Apartado 5.1., aquí se amplía el número de compañías bajo estudio, creándose un nuevo grupo denominado “Otros Minoría” que recoge a todas las compañías con pequeña actividad en el Mercado Diario de Electricidad.

Compañía	Nº Unidades	C. Combinados	Hidráulicas	Nucleares	Térmicas
ENDESA	125	5	8	5	27
IBERDROLA	170	12	5	6	18
GNF	130	19	3	4	14
EDP	169	7	1	-	5
AXPO	678	-	-	-	-
VIESGO	108	3	1	-	8
ACCIONA	27	-	2	-	-
ENERGYA	270	-	-	-	-
WIND TO MARET	335	-	2	-	-
NEXUS	194	-	-	-	3
Otros Minoría	1746	17	2	2	6

Tabla 5-7. Número de unidades totales y por tecnología de cada compañía en la zona española.

### 5.2.1 Energía comprada por unidades españolas

La energía comprada en el Mercado Diario por unidades españolas, es aquella energía adquirida por comercializadoras que operan en el territorio español. Según OMIE la energía comprada en el Mercado Diario de Electricidad abarca entre un 60% y un 80% de la energía total demandada en el territorio.

En la gráfica recogida por la Figura 5-9, se observa la evolución de la energía total comprada cada mes en el Mercado Diario en el territorio español, la cual representa la mayor parte de la demanda de energía total en España. Gracias a esta gráfica se puede observar como para los tres años representados, 2015, 2016 y 2017, los meses de mayor demanda son enero, julio y diciembre, salvo en el caso del año 2016, donde febrero presenta una demanda mayor a la de enero.

Si comparamos esta gráfica con la de la Figura 5-3 sobre la energía comprada en el ámbito MIBEL, se observa que todas las curvas representadas tienen la misma forma, pero con valores inferiores en el caso de la zona española, lo cual nos muestra que España es un fiel reflejo de lo acontecido en el Mercado Ibérico.

Para apreciar la evolución entre los tres años de estudio, en la Tabla 5-7 se pueden observar las cantidades de energía compradas por unidades españolas en estos tres años, así como sus variaciones porcentuales respecto al año 2015 y 2016, donde se observa que la demanda de energía en el Mercado Diario por parte de las unidades españolas crece más de un 4,5% anual.

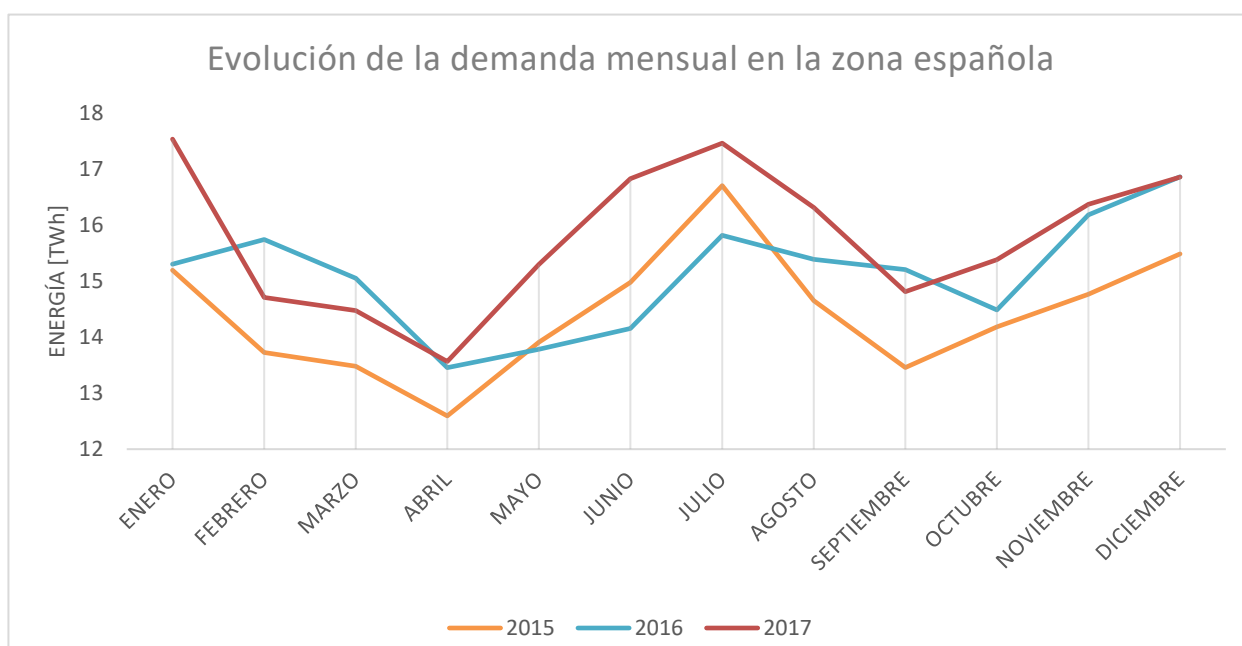


Figura 5-9. Evolución de la energía comprada cada mes por unidades de la zona española

	ENERGIA [MWh]	% AÑO BASE 2015	% AÑO BASE 2016
<b>2015</b>	173.158.070	-	-
<b>2016</b>	181.468.462	4,80	-
<b>2017</b>	189.670.924	9,54	4,52

Tabla 5-8. Cantidades de energía compradas por unidades españolas y sus variaciones respecto a años anteriores.

## 5.2.2 Energía vendida por unidades españolas y cuotas de Mercado

La energía vendida por parte de las unidades españolas en el Mercado Diario representa la mayor parte de la energía comprometida por las centrales de generación, y cuya evolución mensual a lo largo de los años 2015, 2016 y 2017 recoge la Figura 5-10.

Si comparamos las curvas de venta con las de compra, podemos observar que mientras la energía comprada en el año 2017 suele estar por encima de la energía comprada en los años previos, en lo referente a la energía vendida en el año 2017 no ocurre lo mismo, sino que en algunos meses se alcanzan las cotas más bajas de los últimos tres años. Esto nos lleva a pensar que en España en los últimos años se han aumentado las importaciones de energía o los contratos bilaterales, entre otros. Es más si comparamos la Tabla 5-8 y la Tabla 5-9, de compra y venta de energía, podemos apreciar como a pesar de que en el año 2016 la demanda de energía creció en casi un 5% por parte de las comercializadoras, se alcanzaron cotas de generación inferiores a las del año 2015. Siendo las tecnologías marginales las grandes afectadas de la disminución de la generación como muestra la Tabla 5-10.

En relación a lo anterior, se muestra en la gráfica de la Figura 5-11 la relación entre la energía total comprada en el Mercado Diario y la energía vendida por cada compañía en dicho mercado. De esta forma podemos ver la evolución de la demanda cubierta por cada compañía a lo largo de los años 2015, 2016 y 2017. De dicha gráfica es especialmente llamativo el decrecimiento en los porcentajes de demanda cubierta por parte de las unidades españolas de EDP, los cuales sufrieron una reducción de más de un 5% entre los años 2015 y 2016, y cuyo porcentaje de 2017 aún dista mucho de aquel obtenido en el año 2015 y de los que posee en el conjunto del MIBEL.

La columna denominada Importaciones de la Figura 5-11 representa los excesos entre la energía comprada y la vendida, siendo más que notable el incremento de dicha diferencia en el año 2016, suponiendo en el año 2017 un 10%. Esto quiere decir que hubo un 10% de la energía comprada por unidades españolas en el Mercado Diario que no fue cubierto por la energía vendida por unidades españolas.

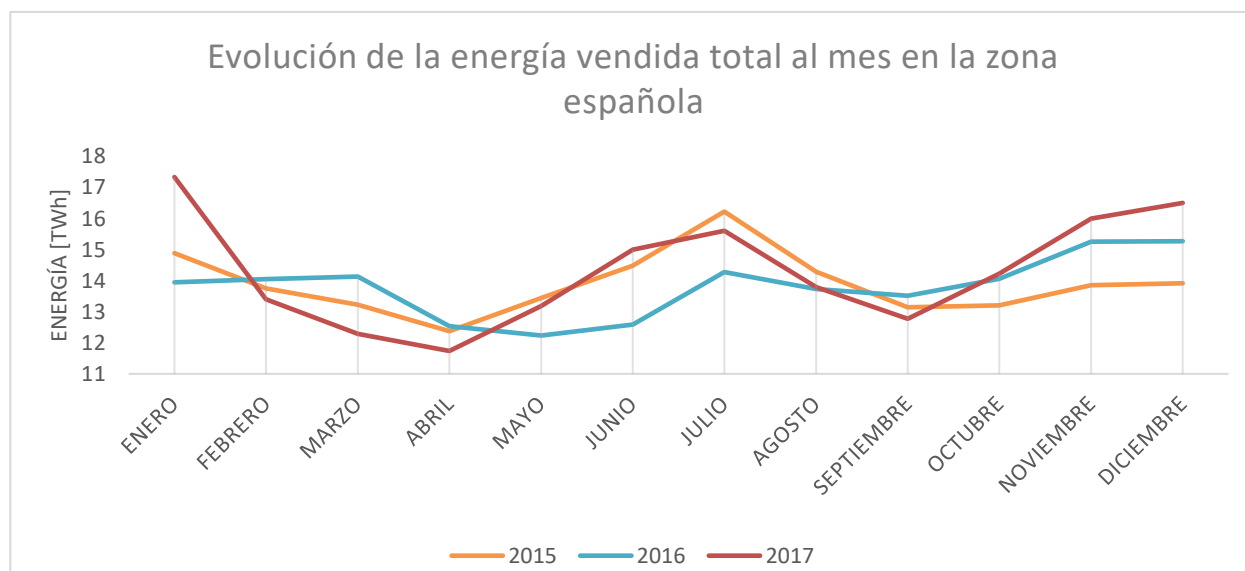


Figura 5-10. Evolución de la energía vendida cada mes por unidades españolas.

	ENERGIA [MWh]	% AÑO BASE 2015	% AÑO BASE 2016
<b>2015</b>	166.795.211	-	-
<b>2016</b>	165.604.372	-0,71	-
<b>2017</b>	171.841.026	3,03	3,77

Tabla 5-9. Cantidades de energía vendidas por unidades españolas y sus variaciones respecto a años anteriores.

	ENERGIA [MWh]	% AÑO BASE 2015	% AÑO BASE 2016
<b>2015</b>	66.840.559,9	-	-
<b>2016</b>	57.514.675,14	-13,95	-
<b>2017</b>	67.031.742,8	0,29	16,55

Tabla 5-10. Cantidades de energía procedentes de tecnologías marginales vendidas por unidades españolas y sus variaciones respecto a años anteriores.

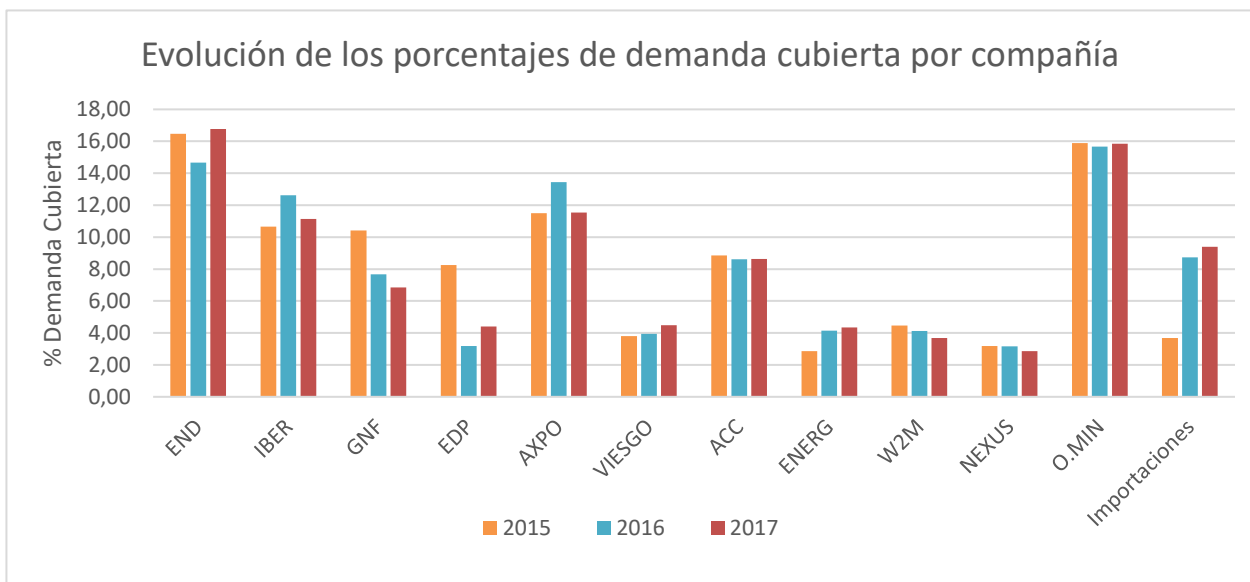


Figura 5-11. Evolución de los porcentajes anuales de demanda cubierta por cada compañía.

Las cuotas de mercado representan la participación de las compañías en la energía vendida en el Mercado Diario de electricidad, las cuales se han representado de manera anual en la Figura 5-12.

En dicha gráfica se puede observar como Endesa es la compañía que más energía vende en el Mercado Diario de electricidad con unidades españolas, superando incluso al conjunto de Otros Minoría compuesto por miles de pequeñas empresas de generación. También se aprecia el gran crecimiento que vive la compañía Axpo, la cual desde el año 2015 supera a Iberdrola en cuanto a la energía vendida a través de unidades españolas.

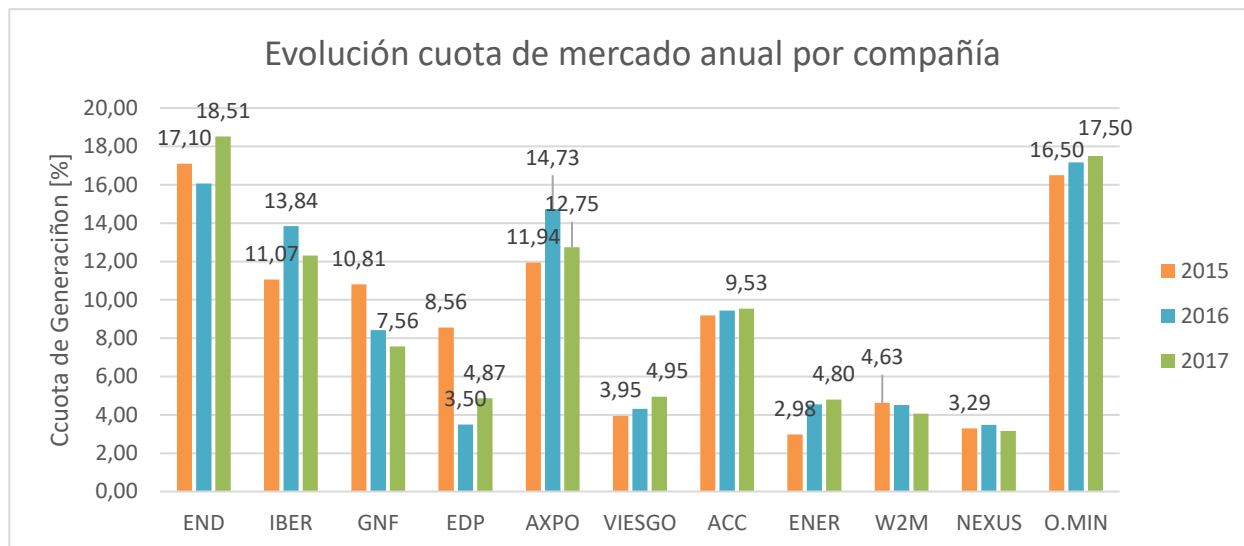


Figura 5-12. Cuotas de mercado anuales de las compañías debido a la venta de energía en el Mercado Diario de Electricidad a través de unidades españolas.

Si estudiamos las cuotas de mercado de la energía vendida procedente exclusivamente de las denominadas tecnologías marginales, las cuales se representan en la Figura 5-13, observamos un panorama diverso al anterior y en el que es especialmente llamativa la desaparición de la compañía Axpo, lo cual nos hace entender que su gran presencia en el Mercado Diario es gracias a la energía procedente, en su mayoría, de fuentes renovables.

De estas cuotas de mercado resultantes de la energía vendida proveniente de tecnologías marginales, lo más llamativo son los porcentajes de Endesa. Esta compañía es la encargada de generar de manera indiscutible durante los tres últimos años casi la mitad de toda la energía vendida en el Mercado Diario procedente de tecnologías marginales.

Si comparamos las gráficas de la Figura 5-12 y la Figura 5-13, observamos cómo según el tipo de energía que se vende, las posiciones de las compañías en relación a sus cuotas de mercado varían de manera notable, especialmente Gas Natural Fenosa, la cual pasa de ocupar un 4º o 5º puesto en la venta de energía global, a ocupar un 2º puesto en relación a la energía de carácter marginal.

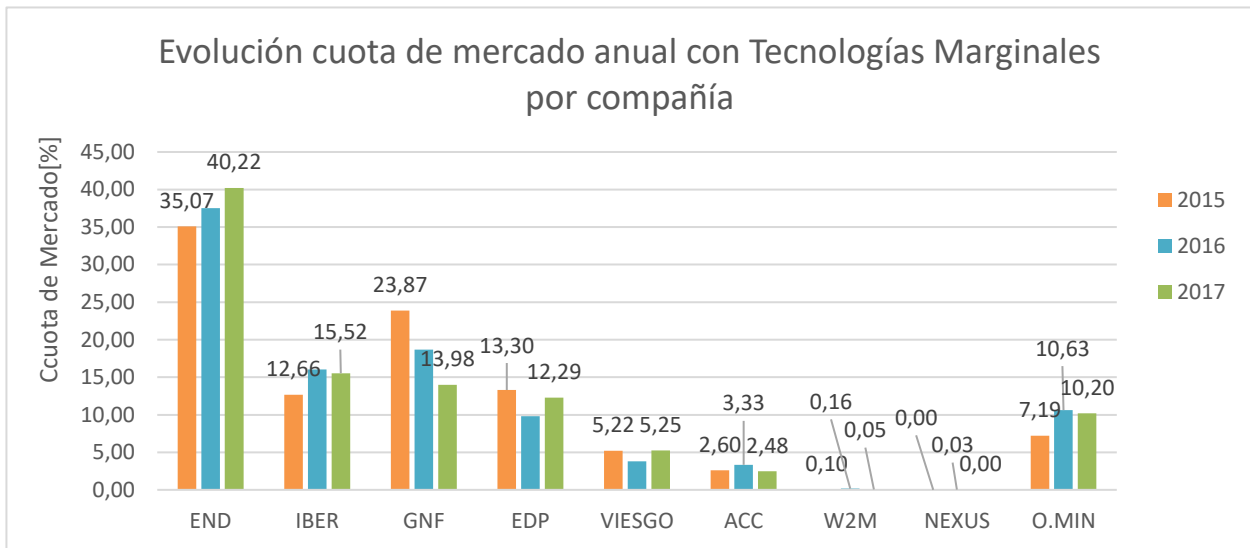


Figura 5-13. Cuotas de mercado anuales de la energía vendida de tecnologías marginales por unidades españolas en el Mercado Diario.

Con el fin de exponer más claramente las variaciones en la generación por parte de las principales compañías, se han recogido en la Tabla 5-11 las cantidades anuales vendidas por las unidades españolas de cada compañía, así como sus variaciones anuales respecto a años anteriores.

De esta forma, a la luz de los datos mostrados en dicha tabla, podemos corroborar como respecto al año 2015 Iberdrola es la compañía que vive un mayor crecimiento desde el punto de vista de la generación vendida en el Mercado Diario, siendo además junto con Axpo las únicas compañías que no sufrieron de manera negativa la caída en la venta de energía total por parte de las unidades españolas en el año 2016. De igual manera, se puede observar como EDP y Unión Fenosa están sufriendo en los últimos dos años una reducción más que notable en sus cuotas de mercado procedentes de unidades españolas.

También en la siguiente tabla, la Tabla 5-12, se pueden observar las variaciones en la energía procedente de tecnologías marginales vendida por parte de las unidades españolas de las principales compañías. En dicha tabla se puede observar como Iberdrola vuelve a ser la compañía que más crece en este ámbito respecto al año 2015, a pesar de que como muestra la Tabla 5-13, la energía vendida procedente de tecnologías marginales se redujo de manera significativa en el año 2016. Mientras tanto, Gas Natural Fenosa sufrió una reducción de más de un 40% y EDP redujo la venta de energía procedente de tecnologías marginales en casi un 60%, pérdidas que comenzó a recuperar en el año 2017, aunque su venta sigue siendo bastante inferior a la del año 2015.



	2015	2016	% 16/15	2017	% 17/16	% 17/15
<b>ENDESA</b>	28.516.452,5	26.614.787,3	-6,67	31.811.505,2	19,53	11,55
<b>IBERDROLA</b>	18.457.495,1	22.923.241,2	24,19	21.143.448,4	-7,76	14,55
<b>GNF</b>	18.027.511,3	13.931.182,3	-22,72	12.992.689,2	-6,74	-27,93
<b>EDP</b>	14.274.564,4	5.788.502,7	-59,45	8.368.013,5	44,56	-41,38
<b>AXPO</b>	19.913.727,3	24.390.822,1	22,48	21.901.564,3	-10,21	9,98
<b>OTROS</b>	67.605.460,4	71.955.836,3	6,43	75.623.805,2	5,10	11,86

Tabla 5-11. Cantidades de energía vendidas anualmente por las unidades españolas de las principales compañías y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.

	2015	2016	% 16/15	2017	% 17/16	% 17/15
<b>ENDESA</b>	23.439.193,2	21.578.001,85	-7,94	26.958.633,06	24,94	15,02
<b>IBERDROLA</b>	8.460.584,3	9.231.881,692	9,12	10.404.381,7	12,70	22,97
<b>GNF</b>	15.955.058,7	10.751.546,9	-32,61	9.372.850,6	-12,82	-41,25
<b>EDP</b>	8.888.299,7	5.631.528,2	-36,64	8.240.575,8	46,33	-7,29
<b>OTROS</b>	10.097.424,0	10.321.716,5	2,22	12.055.301,6	16,80	19,39

Tabla 5-12. Cantidades y variaciones de energía vendida anualmente por unidades españolas mediante Tecnologías Marginales.

	ENERGIA [MWh]	%MARGINAL/TOTAL	%AÑO BASE 2015	% AÑO BASE 2016
<b>2015</b>	66.840.559,9	40,07	-	-
<b>2016</b>	57.514.675,14	34,73	-13,33	-
<b>2017</b>	67.031.742,8	39,01	-2,66	12,32

Tabla 5-13. Cantidades de energía total vendida al año precedente de Tecnologías Marginales, % sobre el total de la energía vendida y sus variaciones porcentuales respecto a años anteriores.

Una vez comentadas las evoluciones de las cantidades y las cuotas de mercado debido a la energía vendida en el Mercado Diario de Electricidad por parte de las unidades españolas registradas por OMIE, estudiaremos los diferentes índices resultantes de dichas cuotas y su relación con el dominio del Mercado Diario por parte de las grandes compañías.

### 5.2.3 Índices Estructurales: HHI, CR, NR5 y Entropía

Como ya comentamos en el apartado de Metodología, para este análisis del Mercado Diario se han implementado una serie de índices de tipo estructural a fin de evaluar cuál es la situación del dominio de mercado en los últimos tres años.

Debido al fenómeno conocido como “splitting”, este análisis únicamente se ha aplicado a aquellas cuotas de mercado resultantes de la venta de energía por parte de las unidades españolas en el Mercado Diario de Electricidad.

Este análisis se ha llevado a cabo en dos situaciones: la venta de energía de carácter general, es decir, vendiendo energía procedente de todos los tipos de tecnologías disponibles; y la venta de energía procedente únicamente de centrales que empleen tecnologías de carácter marginal. Hemos considerado como tecnologías de carácter marginal los ciclos combinados, las nucleares, las térmicas y las hidráulicas.

En la Tabla 5-14 se pueden apreciar los valores de las cuotas de mercado anuales de energía de tipo general, mientras que en la Tabla 5-15 se pueden apreciar aquellas cuotas de mercado debidas a la venta de energía de tecnologías marginales. En ambas tablas también se han añadido en la columna de la izquierda las cantidades de energía en MWh al año por cada compañía.

	2015		2016		2017	
	Energía [MWh]	%	Energía [MWh]	%	Energía [MWh]	%
<b>ENDESA</b>	28.516.452,5	17,10	26.614.787,3	16,07	31.811.505,2	18,51
<b>IBERDROLA</b>	18457495,1	11,07	22923241,2	13,84	21.143.448,4	12,30
<b>GNF</b>	18027511,3	10,81	13931182,3	8,41	12.992.689,2	7,56
<b>EDP</b>	14.274.564,4	8,56	5.788.502,7	3,50	8.368.013,5	4,87
<b>AXPO</b>	19.913.727,3	11,94	24.390.822,1	14,73	21.901.564,3	12,75
<b>VIESGO</b>	6.580.921,8	3,95	7.143.990,4	4,31	8.508.138,1	4,95
<b>ACCIONA</b>	15.330.713,1	9,19	15.639.035	9,44	16.380.116,3	9,53
<b>ENERGYA</b>	4.967.821,1	2,98	7.528.096,9	4,55	8.255.110,9	4,80
<b>WIND TO MARKET</b>	7.715.905,8	4,63	7.467.742	4,51	6.984.494,5	4,06
<b>NEXUS</b>	5.494.878,6	3,29	5.753.168,2	3,47	5.425.224,4	3,16
<b>OTROS MINORIA</b>	27.515.220	16,50	28.423.803,8	17,16	30.070.721	17,50

Tabla 5-14. Cuotas de mercado y cantidades de energía vendidas por unidades españolas en el Mercado Diario.

	2015		2016		2017	
	Energía [MWh]	%	Energía [MWh]	%	Energía [MWh]	%
<b>ENDESA</b>	23.439.193,2	35,07	21.578.001,8	37,52	26.958.633,1	40,22
<b>IBERDROLA</b>	8.460.584,31	12,66	9.231.881,69	16,05	10.404.381,7	15,52
<b>GNF</b>	15.955.058,7	23,87	10.751.546,9	18,69	9.372.850,6	13,98
<b>EDP</b>	8.888.299,7	13,30	5.631.528,2	9,79	8.240.575,8	12,29
<b>VIESGO</b>	3.487.429,7	5,22	2.180.604,2	3,79	3.522.432,2	5,25
<b>ACCIONA</b>	1.737.388,3	2,60	1.917.742,1	3,33	1.660.644,8	2,48
<b>WIND TO MARKET</b>	66.524,2	0,10	92.304,2	0,16	35.848,6	0,05
<b>NEXUS</b>	833,4	0,00	18.522,6	0,03	1.600,8	0,00
<b>OTROS MINORIA</b>	4.805.248,4	7,19	6.112.543,4	10,63	6.834.775,2	10,20

Tabla 5-15. Cuotas de mercado y cantidades de energía vendidas por unidades españolas mediante tecnologías marginales.

Gracias a los valores mostrados en la Tabla 5-14 y la Tabla 5-15 se ha procedido a calcular los valores de los diversos índices estructurales ya mencionados, para el análisis del dominio de mercado, los resultados de los cálculos se muestran en la Tabla 5-16 y la Tabla 5-17. Es importante destacar que para su cálculo se ha considerado al grupo Otros Minoría como una única compañía, aunque deberían haberse extraído las cuotas de mercado de todas la pequeñas compañías que lo componen, motivo por el cual el valor de la Entropía no se puede considerar dentro de un rango válido, aunque nos sirve para observar la evolución del dominio.

	2015	2016	2017
<b>HHI</b>	1160,65	1205,25	1208,57
<b>CR1</b>	17,10	16,07	18,51
<b>CR3</b>	40,10	44,64	43,56
<b>NR5</b>	6	5	5
<b>ENTROPIA</b>	0,978742878	0,969790124	0,971949062

Tabla 5-16. Valores de los Índices Estructurales debidos a la venta de energía de carácter general por unidades españolas.

	2015	2016	2017
<b>HHI</b>	2045,40	2153,12	2191,62
<b>CR1</b>	35,07	37,52	40,22
<b>CR3</b>	72,24	72,26	69,72
<b>NR5</b>	5	4	5
<b>ENTROPIA</b>	0,855601358	0,868312588	0,860039316

Tabla 5-17. Valores de los Índices Estructurales debidos a la venta de energía procedente de tecnologías marginales por unidades españolas.

Centrándonos primeramente en los valores debidos a la venta de energía general, observamos que la tendencia en los tres últimos años es de aumento en el valor del Índice HHI, lo cual nos indica que aunque no se ha alcanzado en ningún momento el valor de 2000 considerado como preocupante por parte de la Unión Europea, sí que se observa un crecimiento de la concentración en el mercado aproximándose al valor 1500. Lo mismo observamos si atendemos a los valores de CR1 y CR3, los cuales han aumentado entre el año 2015 y el año 2017. Si bien es verdad, que el valor de CR1 en el año 2016 era inferior al del año 2015, pero fue compensado por el valor de CR3 del año 2016 el cual era mayor que el obtenido en el año 2017. Cabe destacar también el hecho de que el número de compañías con una cuota de mercado superior al 5% es igual a 5 en los últimos dos años, valor muy inferior tratándose el Mercado Diario de un mercado en el que participan cientos de compañías. Haciendo una pequeña referencia a la Entropía, puesto que su valor está afectado por la agrupación de Otros Minoría, si es interesante su evolución con una tendencia a la baja, mostrando que en los últimos tres años el mercado tiende a concentrarse en torno a las grandes compañías que actúan en él.

Teniendo en cuenta que la energía procedente de tecnologías marginales supone en torno a un 40% de la energía total vendida por unidades españolas en el Mercado Diario de Electricidad, hemos analizado el dominio de mercado desde el punto de vista de este tipo de energía y cuyos resultados se muestran en la Tabla 5-17.

Atendiendo a los resultados de dicha tabla, si se alcanzan valores considerados como preocupantes por la Comunidad Europea para los índices HHI, CR1 y CR3, puesto que todos rebasan los valores umbrales establecidos. Es especialmente llamativo el valor de CR1 de un 40,22% en el año 2017, lo cual supone que en el año 2017 casi la mitad de la energía vendida en el Mercado Diario procedente de tecnologías marginales fue suministrada por una única compañía.

#### 5.2.4 Índices alternativos: RSI e Índice de Lerner

Como ya se indicó en el apartado de Metodología, además de los índices estructurales también se han implementado dos índices alternativos para el estudio del dominio de mercado. Ambos índices han sido readaptados debido a que se tratan de índices económicos, para así poderlos aplicar de una manera más sencilla a los datos de los que disponemos para llevar a cabo este análisis.

Debido a que son índices que deben ser aplicados a cada hora de oferta y casación del mercado, los resultados anuales y mensuales que se mostraran a continuación son las medias de los resultados obtenidos para cada hora de cada día del año.

Se ha hecho el cálculo de estos dos índices para las cinco compañías principales de MIBEL actualmente: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP y Axpo.

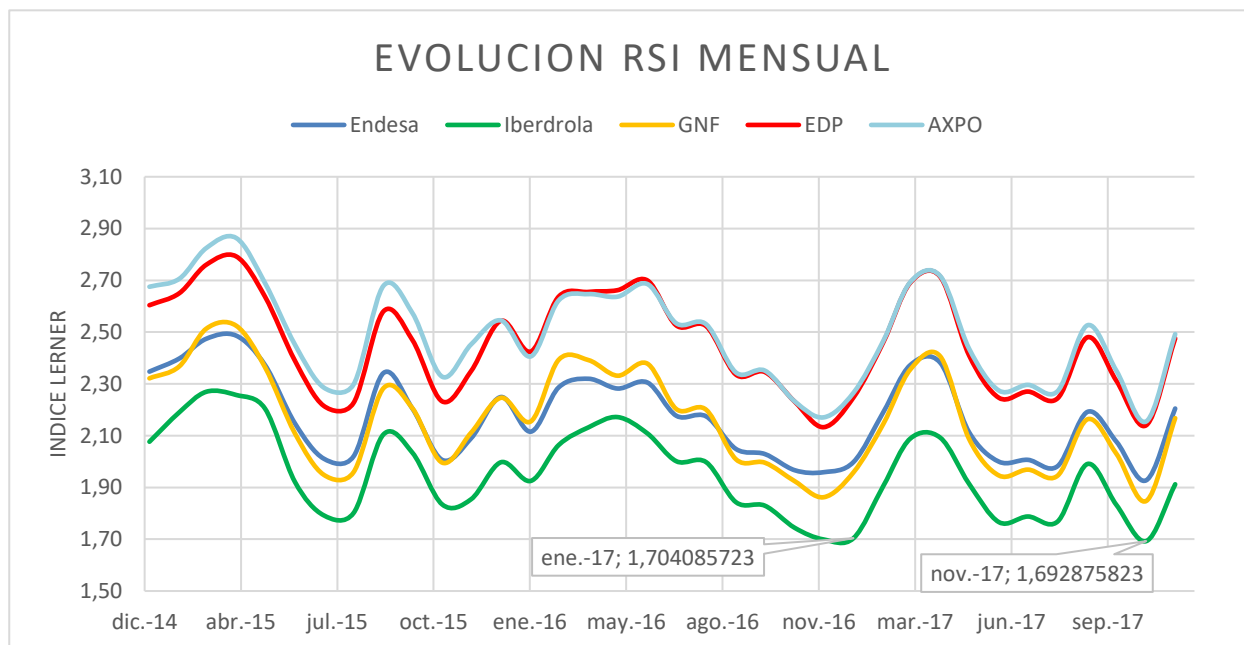


Figura 5-14. Evolución del RSI medio mensual de cada compañía en el periodo enero 2015-diciembre 2017.

	2015	2016	2017
<b>ENDESA</b>	2,2595	2,1604	2,1276
<b>IBERDROLA</b>	2,0450	1,9590	1,8820
<b>GNF</b>	2,2436	2,1738	2,0938
<b>EDP</b>	2,5130	2,4780	2,4002
<b>AXPO</b>	2,5912	2,4756	2,4222

Tabla 5-18. RSI medio anual de cada compañía.

Observando la representación del valor medio mensual de cada compañía, tal y como recoge la Figura 5-14, se puede decir que ninguna compañía se acercó al valor umbral definido por CAISO en 1,2. No obstante, sí que se puede ver como los valores del RSI de Iberdrola se mantienen siempre inferiores al del resto de compañías, alcanzándose el mínimo en noviembre de 2017. Del mismo modo, si se observa la Tabla 5-18 donde se recogen los valores medios anuales del RSI de cada compañía, se puede comprobar como los valores tienden a reducirse a lo largo de estos tres años, siendo Iberdrola la compañía que obtiene los valores más bajos del panorama nacional.

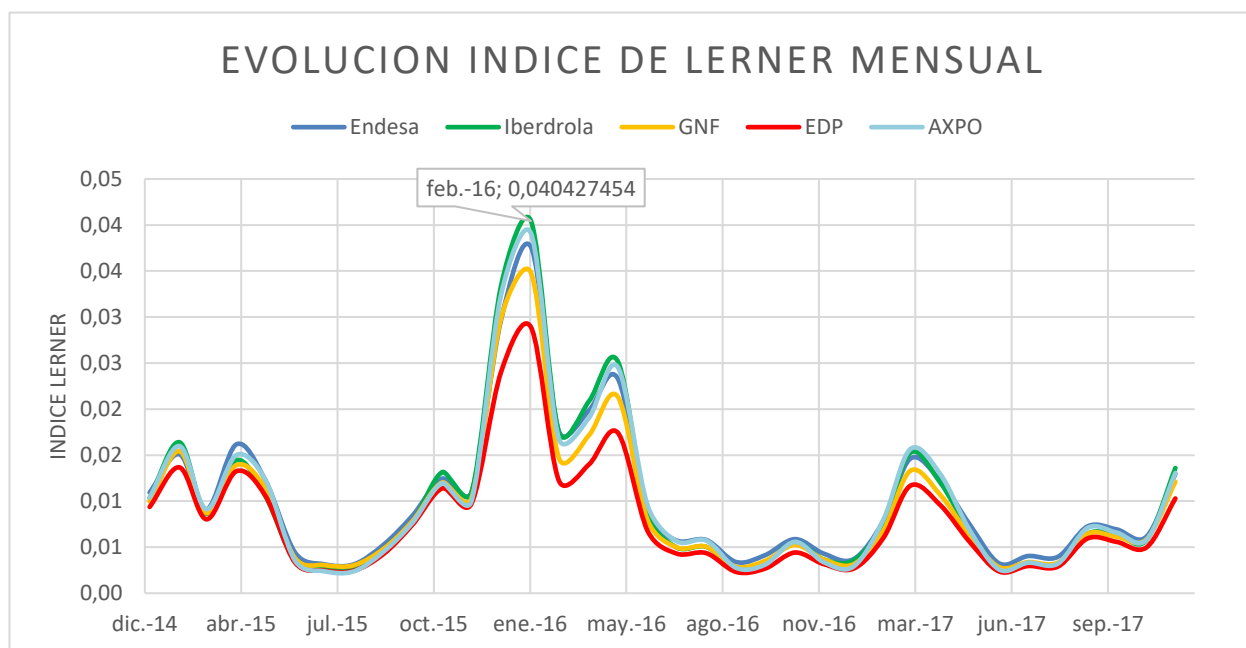


Figura 5-15. Evolución de Índice de Lerner medio mensual de cada compañía en el periodo enero 2015-diciembre 2017.

	2015	2016	2017
<b>ENDESA</b>	0,0093	0,0137	0,0079
<b>IBERDROLA</b>	0,0088	0,0141	0,0075
<b>GNF</b>	0,0087	0,0125	0,0070
<b>EDP</b>	0,0080	0,0103	0,0062
<b>AXPO</b>	0,0088	0,0138	0,0078

Tabla 5-19. Índice de Lerner medio anual de cada compañía.

A la vista de los resultados obtenidos en relación al Índice de Lerner, recogidos en la gráfica de la Figura 5-15, se puede hablar de grandes fluctuaciones en su valor a lo largo de los últimos tres años, siendo especialmente llamativo el pico de febrero en el año 2016, donde Iberdrola alcanzó el valor más alto del periodo.

En relación a sus valores medios anuales, recogidos en la Tabla 5-19, para todas las compañías se observa un crecimiento notable del valor en el año 2016, para posteriormente alcanzar su cota más baja en el año 2017. Si se observa cada año de manera independiente, se puede apreciar que para los años donde el Índice Lerner es más pequeño Endesa es la compañía con el índice de mayor valor, mientras que si se analiza el año 2016, es Iberdrola la compañía que registra el índice más grande, seguida de Axpó.

Si comparamos las evoluciones de los dos índices expuestos en este apartado, se puede observar como no acusan las mismas variaciones. Esto se debe principalmente a que mientras el RSI tiene en cuenta para su cálculo los valores de la demanda y la oferta de energía exclusivamente, en el caso del Índice de Lerner su valor está afectado no solo por la cantidad de energía, sino por el precio al que se oferta también.

### 5.2.5 Precio casado y compañía de cierre.

En este apartado se va a analizar el valor del precio de casación, el cual está establecido por la última compañía que entra en el proceso de casación, a esta compañía es a la que llamamos compañía de cierre. Es importante también señalar, que debido a que España y Portugal comparten mercado la mayor parte del tiempo el precio cerrado es el mismo para ambos países en ausencia de “splitting”, motivo por el cual para el análisis del precio de casación y de la compañía de cierre se tienen en cuenta todas las unidades, y no únicamente las españolas.

Debido a que el Mercado Diario lleva a cabo la casación para las ofertas de cada hora presentadas por las compañías, se obtiene un precio de compra-venta de la energía para cada hora de cada día.

En las gráficas de la Figura 5-16 y la Figura 5-17 se pueden observar las evoluciones de los precios medios según la hora del día y según el mes del año.

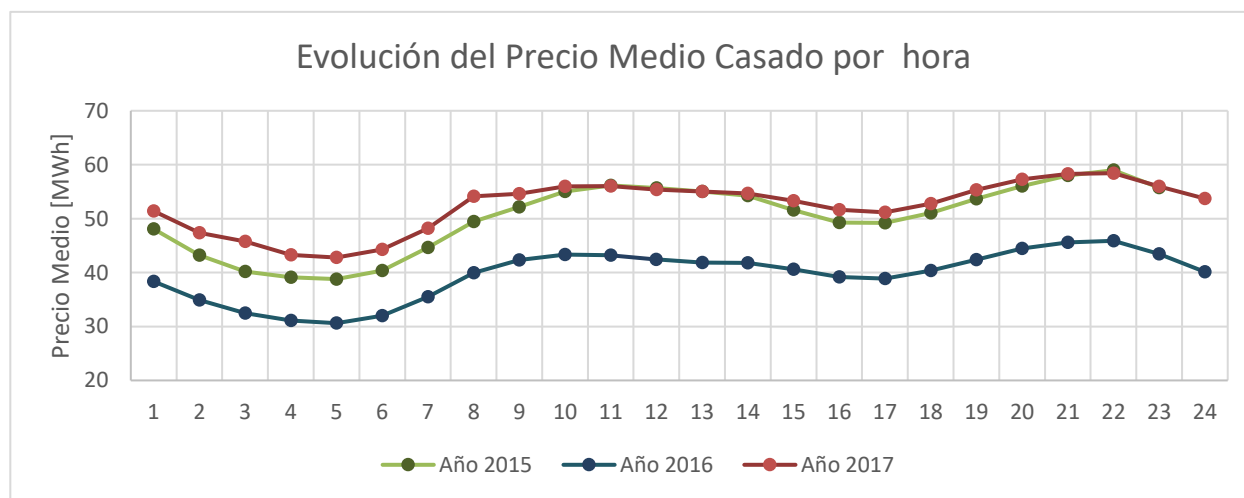


Figura 5-16. Evolución del precio medio casado para cada hora en los años 2015, 2016 y 2017.

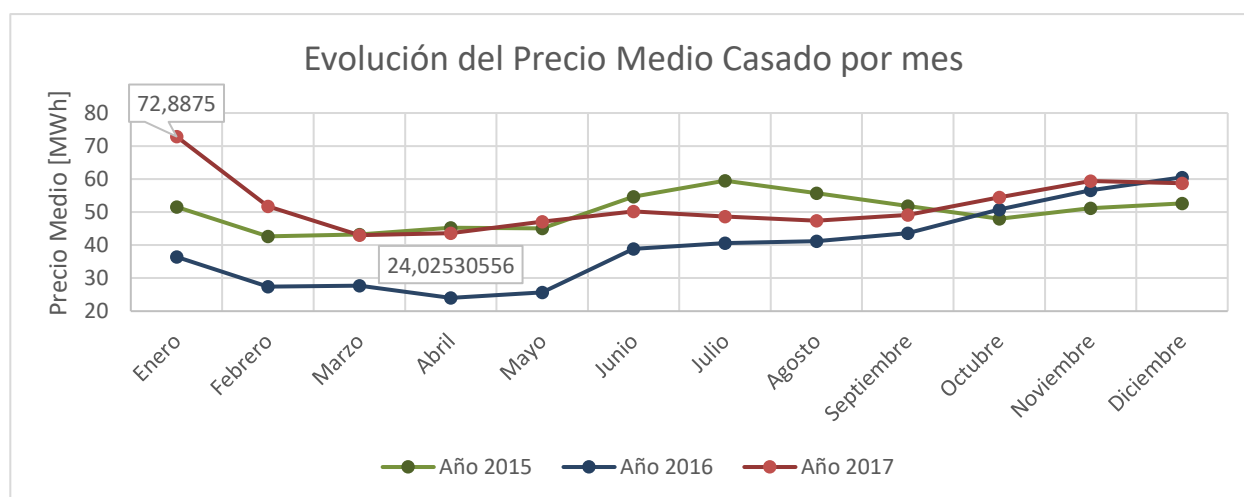


Figura 5-17. Evolución del precio medio casado al mes durante los años 2015, 2016 y 2017.

Fijándonos primero en la Figura 5-16, se observa como en los años 2015 y 2017 los precios medios de venta de energía por hora fueron muy similares entre sí, mientras que el año 2016, el precio medio de venta cayó para cada hora una media de 10 €/MWh respecto al año anterior. Lo mismo ocurre en el caso de precio medio de venta de la energía al mes, representado en la Figura 5-17, donde el año 2016 registró para la mayoría de los meses valores inferiores a los de los años 2015 y 2017.

Observando dicha gráfica se pueden apreciar en todos los años tres puntos de inflexión, correspondientes al verano, el otoño y el invierno, cuando se registran los incrementos en los precios respecto a la estación anterior, siendo por norma general: el verano más caro que la primavera, el otoño más caro que el verano, y el invierno más caro que el otoño. En cuanto a los valores máximo registrados en la Figura 5-17, sí que hay alternancia entre los años, en el año 2015 la media máxima se registró en el mes de julio, en el año 2016 en el mes de diciembre y en el año 2017, recogiendo la tendencia al alza del precio medio mensual del año anterior, en el mes de enero.

En cuanto a la compañía encargada de establecer el precio de venta para cada hora del día, hemos estudiado la frecuencia con la que cada compañía se posiciona como compañía de cierre. En la Figura 5-18, la Figura 5-19 y la Figura 5-20 se puede analizar dicha frecuencia para cada año: 2015, 2016, 2017.

Mientras que en el año 2015 Endesa, Iberdrola y EDP junto con el conjunto Otros eran las compañías que copaban los valores más elevados del número de veces encargadas de establecer el precio, en los siguientes dos años, 2016 y 2017, se puede ver como EDP ha ido desmarcándose del resto de compañías, convirtiéndose en la empresa con la mayor tasa de cierre en el Mercado Diario en el ámbito MIBEL.

Si se observa la Figura 5-16, donde se establece el precio medio de venta de la energía durante los tres últimos años para cada hora del día, se puede apreciar que existen dos periodos horarios en el día donde la energía alcanza sus precios más elevados de venta, esto es entre las 9:00-14:00 el primer periodo, y entre las 20:00-24:00 el segundo periodo. Si se analizan dichos periodos horarios en la gráficas de la Figura 5-18, la Figura 5-19 y la Figura 5-20, se observa como en dichos periodos lo habitual es que EDP sea la compañía que más veces establece el precio de venta de la energía, seguida normalmente por Iberdrola o el grupo Otros.

Del mismo modo, se optó por representar los porcentajes del número de veces que cada compañía establecía el precio de venta de la energía al mes, los cuales están recogidos en la Figura 5-22, la Figura 5-21 y la Figura 5-23. Analizando estas gráficas se ve como EDP junto con la agrupación de empresas Otros han ido aumentando sus porcentajes en los últimos años, siendo rebasadas en algunas ocasiones por Endesa e Iberdrola principalmente.

Si se comparan estas gráficas con las del precio medio mensual observamos que en julio del año 2015 cuando se registra el valor medio máximo alcanzado en dicho año, fue Iberdrola la compañía que más veces estableció el precio de venta seguida por EDP, en el caso del año 2016 el valor medio máximo se alcanzó en diciembre siendo Iberdrola de nuevo la compañía que más veces cerró el precio de venta, seguida de EDP, y por último en el año 2017 el valor medio máximo se alcanzó en el mes de enero, cuando Iberdrola y EDP alcanzaron porcentajes de cierre muy similares.

Si observamos las cuatro gráficas en su conjunto, en el año 2016 durante los meses donde el precio medio de venta de la energía alcanzo valores muy inferiores a los del año anterior y posterior, fue EDP junto con el grupo Otros quienes se encargaron de establecer el precio con mayor frecuencia, siendo especialmente llamativo la similitud en la crecida de la curva del precio medio de venta respecto a la de la frecuencia de cierre por parte de Iberdrola en los últimos meses del año 2016, fenómeno que se vuelve a repetir en los primeros meses del año 2017, donde los precios descienden a la vez que lo hace la frecuencia de Iberdrola.



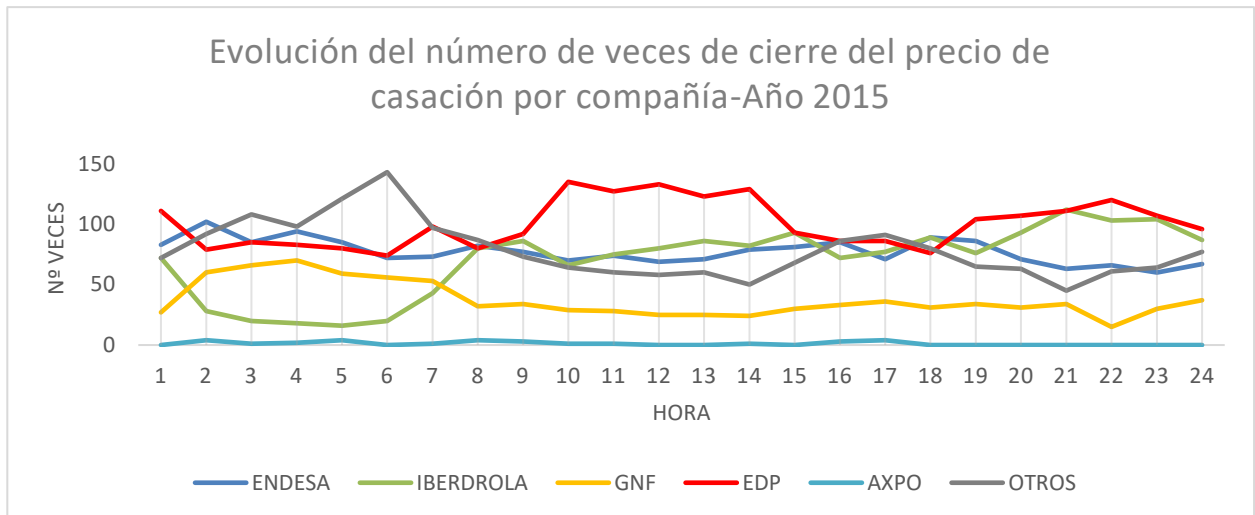


Figura 5-18. Evolución de la frecuencia de cierre del precio por hora de cada compañía en el año 2015.

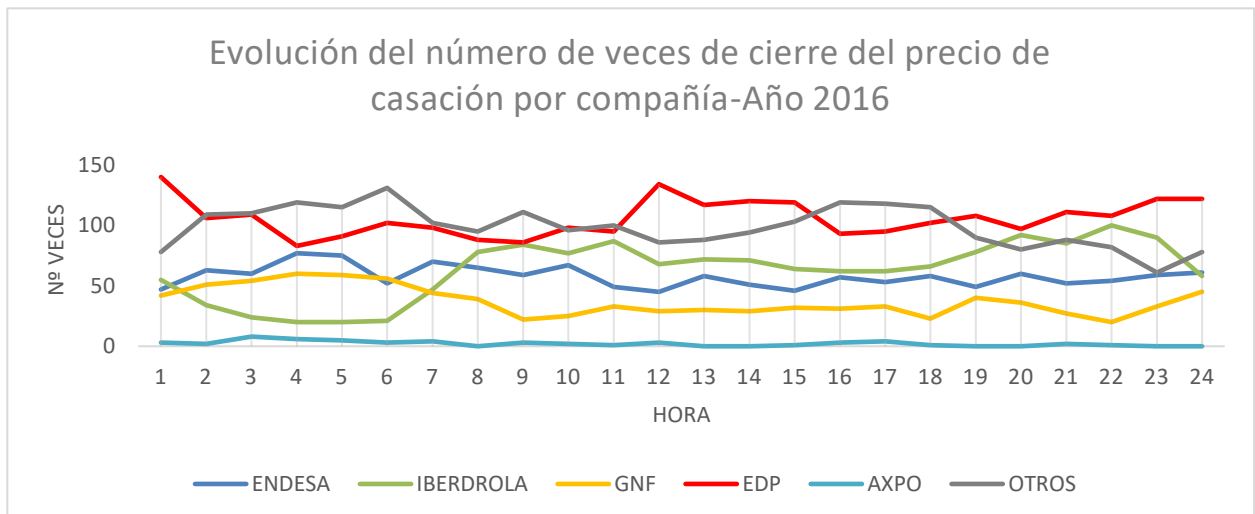


Figura 5-19. Evolución de la frecuencia de cierre del precio por hora de cada compañía en el año 2016.

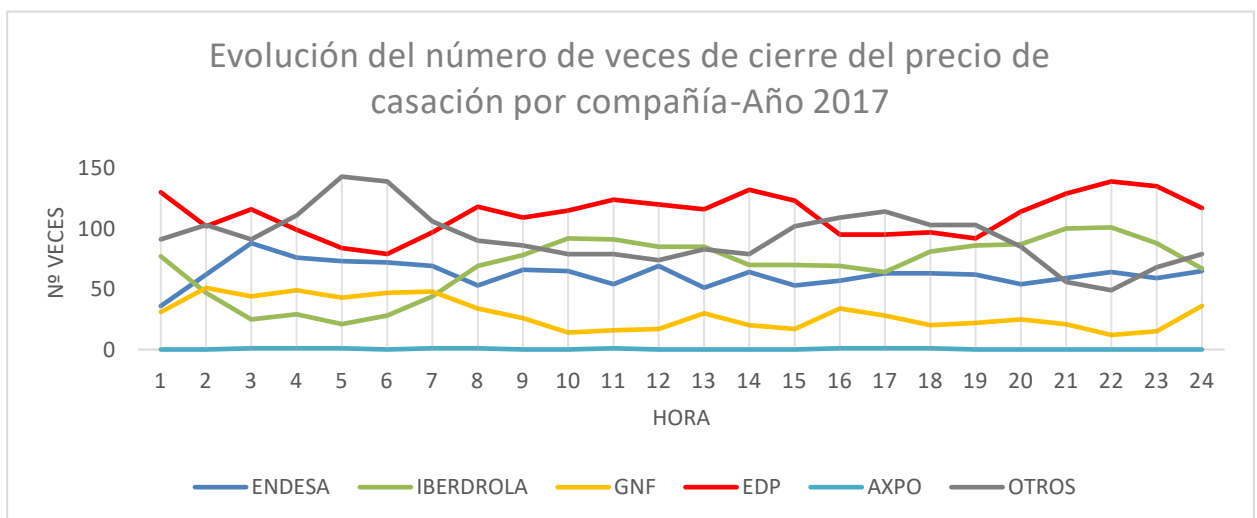


Figura 5-20. Evolución de la frecuencia de cierre del precio por hora de cada compañía en el año 2017.

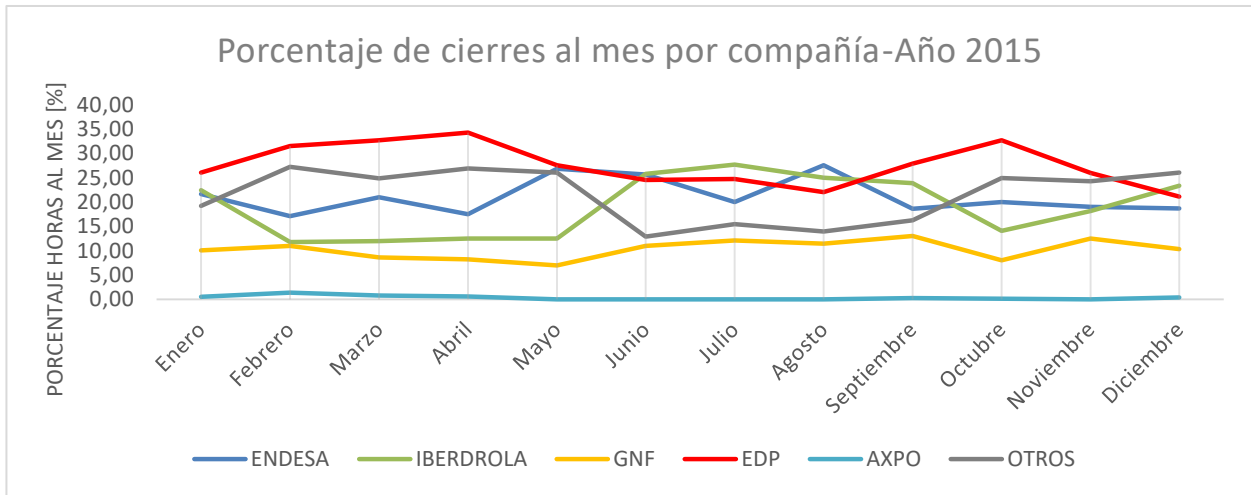


Figura 5-22. Evolución de los porcentajes mensuales del número de veces que cada compañía cerró el precio de venta en el año 2015.

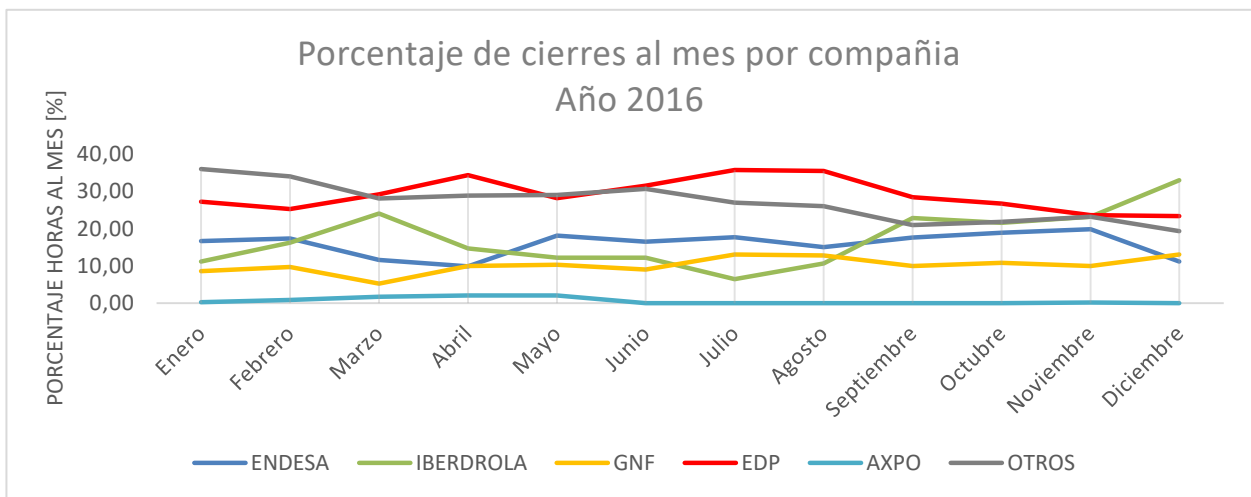


Figura 5-21. Evolución de los porcentajes mensuales del número de veces que cada compañía cerró el precio de venta en el año 2016.

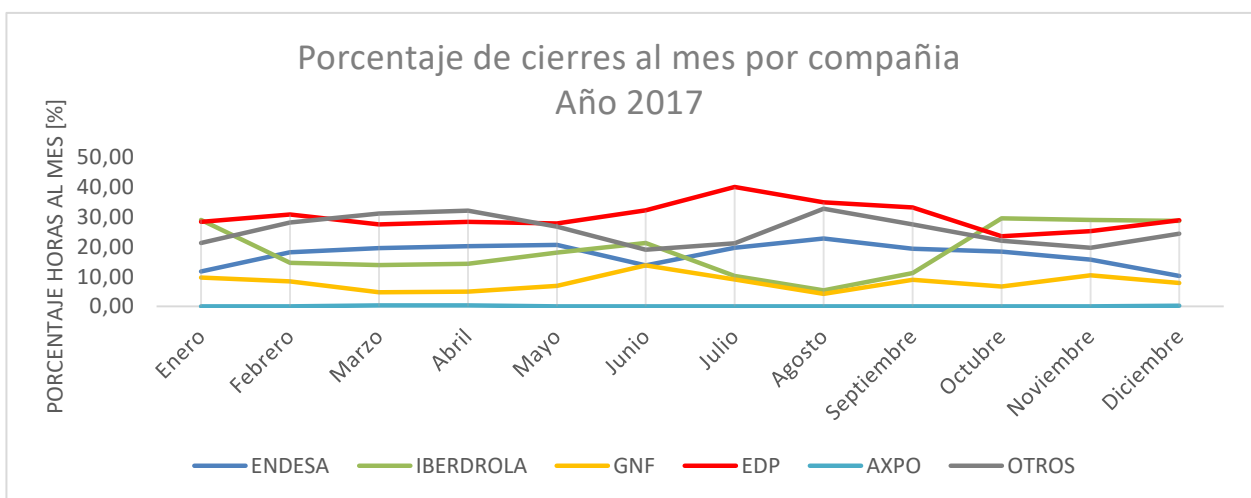


Figura 5-23. Evolución de los porcentajes mensuales del número de veces que cada compañía cerró el precio de venta en el año 2017.

### 5.2.6 Volumen de ventas

En este apartado de muestra la evolución del volumen de ventas global y por compañía en los últimos tres años, 2015, 2016 y 2017. Hemos considerado como volumen de ventas el producto de la energía vendida en cada hora por su precio de venta, empleándose por tanto los precios reales y no los valores medios expuestos en el apartado anterior.

También es importante destacar que estos volúmenes de venta son exclusivos de unidades españolas, no de todas las unidades que participan en el ámbito MIBEL, aunque el precio es el cerrado en el Mercado Diario de Electricidad Ibérico en caso de un correcto funcionamiento de la conexión España-Portugal y el cerrado en el territorio español en caso de “splitting”.

En la Figura 5-24 se puede ver la evolución del volumen de venta global en Mercado Diario generado por unidades españolas, cuyo valor anual con las variaciones que supuso respecto al año base 2015 y 2016 se pueden apreciar en el Tabla 5-20. Es especialmente notable la caída de un 21,46% en el año 2016 respecto al año 2015 y la recuperación de un 37,94% en el año 2017 respecto al año 2016, lo cual supuso un crecimiento de un 8,34% respecto al año de inicio de nuestro análisis, 2015.

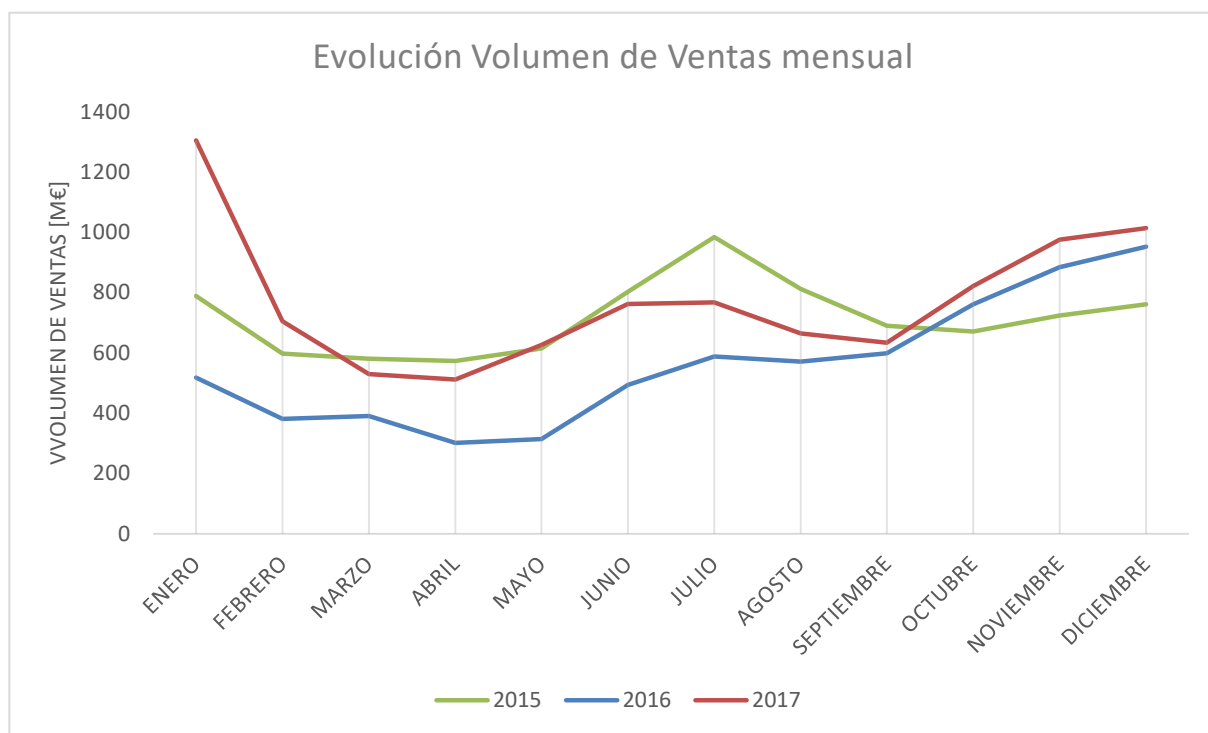


Figura 5-24. Evolución del volumen de ventas global en los años 2015, 2016 y 2017.

	VOLUMEN DE VENTAS [€]	% AÑO BASE 2015	% AÑO BASE 2016
<b>2015</b>	8.596.021.714 €	-	-
<b>2016</b>	6.751.460.794 €	-21,46%	-
<b>2017</b>	9.313.109.209 €	8,34%	37,94%

Tabla 5-20. Volúmenes de ventas y sus variaciones porcentuales en los años 2015, 2016 y 2017.

Si hacemos el análisis del volumen de ventas por compañía, se observa como Endesa siempre genera un volumen de ventas muy superior al del resto de compañías seguida únicamente de cerca por nuestra agrupación empresarial Otros Minoría, como se puede apreciar en la Figura 5-25, donde se representan los porcentajes generados por cada compañía respecto al volumen global de ventas de cada año. Las variaciones porcentuales respecto al volumen de ventas generado por cada compañía en los años 2015 y 2016 están recogidas en la Tabla 5-21.

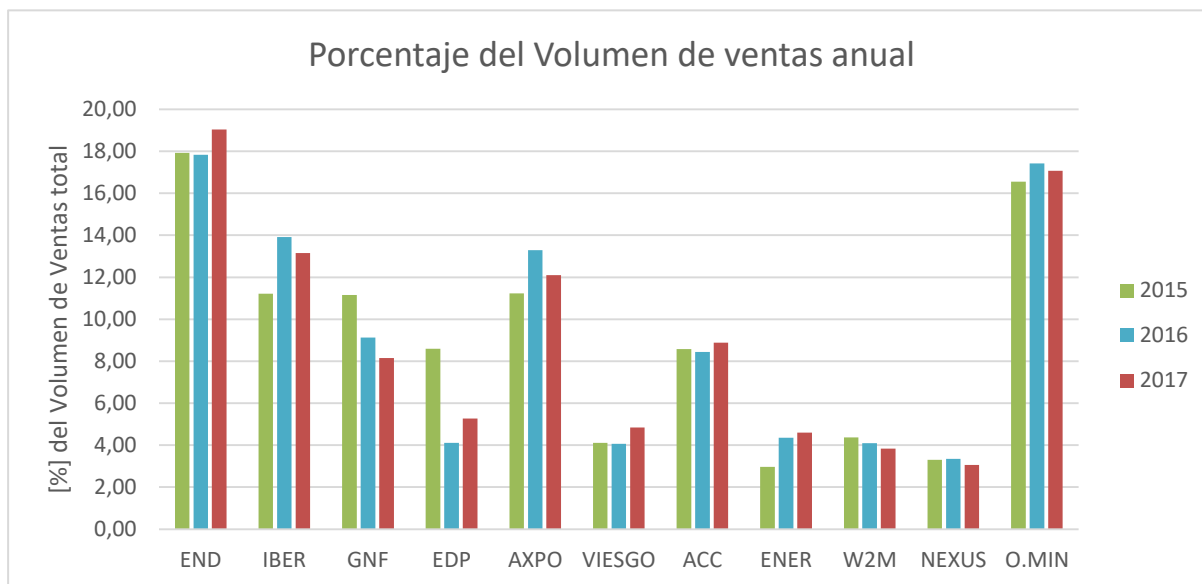


Figura 5-25. Porcentaje anual por compañía de la totalidad de volumen de ventas anual generado en el Mercado Diario por unidades españolas.

	2015 [€]	2016 [€]	% 16/15	2017 [€]	% 17/16	% 17/15
<b>ENDESA</b>	1.540.310.513	1.203.649.826	-21,87	1.772.824.558	47,29	15,1
<b>IBERDROLA</b>	963.960.495	939.171.369	-2,51	1.224.641.667	30,4	27,04
<b>GNF</b>	958.736.000	616.658.453	-35,68	758.812.864	23,05	-20,85
<b>EDP</b>	739.129.016	277.938.807	-62,40	490.401.196	76,44	-33,65
<b>AXPO</b>	965.350.691	897.416.000	-7,04	1.127.587.653	25,65	16,81
<b>VIESGO</b>	353.241.363	274.123.823	-22,40	451.460.246	64,69	27,81
<b>ACCIONA</b>	737.472.475	570.367.678	-22,66	827.557.228	45,09	12,22
<b>ENERGYA</b>	254.759.205	293.654.249	15,27	427.712.682	45,65	67,89
<b>WINDTOMARKET</b>	375.465.096	276.199.096	-26,44	356.819.602	29,19	-4,97
<b>NEXUS</b>	284.163.154	226.551.528	-20,27	284.859.299	25,74	0,24
<b>OTROS MINORIA</b>	1.423.433.706	1.175.729.965	-17,40	1.590.432.216	35,27	11,73

Tabla 5-21. Volúmenes de venta anuales por compañía y sus variaciones porcentuales respecto a años previos.

En la Tabla 5-21 podemos ver como todas las compañías sufrieron de manera negativa la caída global del volumen de ventas en el año 2016, debido principalmente a la caída en el precio medio de venta de la energía y a la cantidad de energía total vendida, respecto al año 2015, siendo EDP la más afectada e Iberdrola la que menos, con una caída de solo un 2,51%. A su vez, el año 2017 ha sido un año de recuperación para todas las compañías, donde EDP logró un aumento de más de un 75% de su volumen de ventas respecto al año 2016 al igual que Viesgo que incrementó su volumen de ventas en casi un 65%. No obstante, si comparamos los volúmenes de venta del año 2017 con los generados en el año 2015, en la mayoría de las empresas repercute el aumento positivo del volumen de ventas global, exceptuando a Gas Natural Fenosa, EDP y Wind To Market.

### 5.2.7 Picos de demanda

En este apartado se analizarán algunos los valores e índices expuestos en los apartados anteriores, pero para la hora del día donde la demanda o energía comprada total, por parte de unidades españolas, fue la máxima registrada.

Al igual que en apartados anteriores, los resultados expuestos en este apartado son relativos a las unidades registradas por OMIE como españolas, exceptuando el precio de casación medio donde se tienen en cuenta los valores establecidos en Mercado Diario al completo, esto es en España y Portugal en caso en un funcionamiento normal del mercado o únicamente en España en caso de “splitting”.

En la Figura 5-26 se puede observar la energía media demandada en España durante los picos de demanda, para lo que se ha tenido en cuenta la energía demandada en cada hora de máxima demanda de cada día. Como podemos apreciar, igual que ocurría para la demanda normal española, existen tres máximos de demanda al año, enero o febrero, según el año, los meses de verano y diciembre. También podemos ver como las mayores demandas se produjeron el año 2017, mientras que el año 2015 se registraron las menores, repitiéndose el patrón de la curva general de demanda expuesta en apartados anteriores.

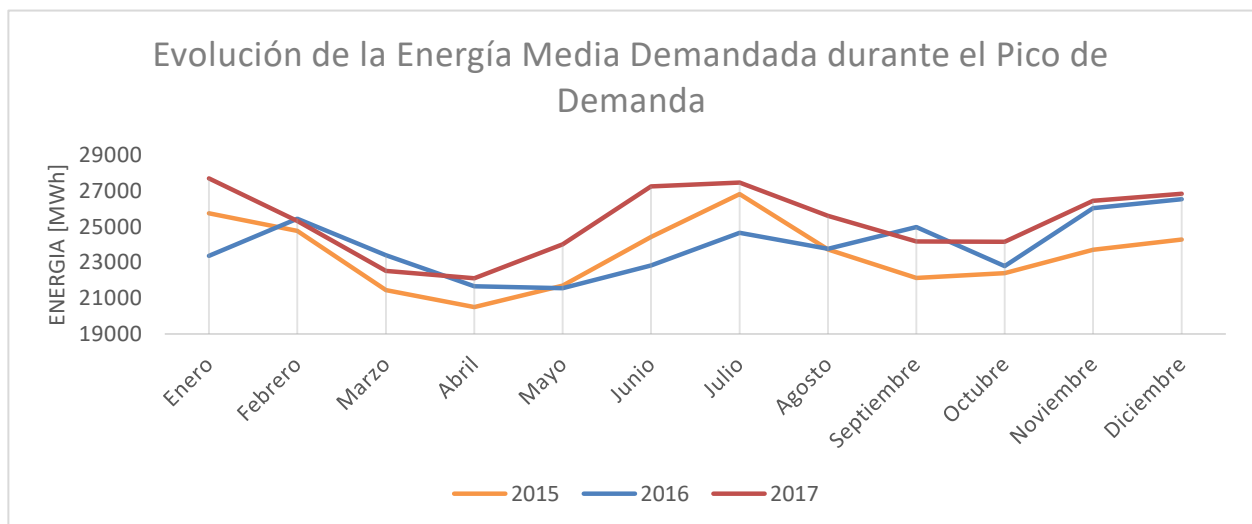


Figura 5-26. Evolución de la energía media demandada por comercializadoras españolas durante los picos de demanda en la zona española.

De igual manera se ha calculado la energía media al mes vendida durante los picos de demanda, donde se puede apreciar que a pesar que la demanda en el año 2017 fue generalmente superior a años anteriores no ocurre lo mismo con la venta, que alcanza sus cotas más bajas en febrero y abril de este año, como muestra la Figura 5-27. Curvas que se asemejan mucho en su forma a las ya expuestas en el apartado sobre la energía vendida en el Mercado Diario por parte de las unidades españolas.

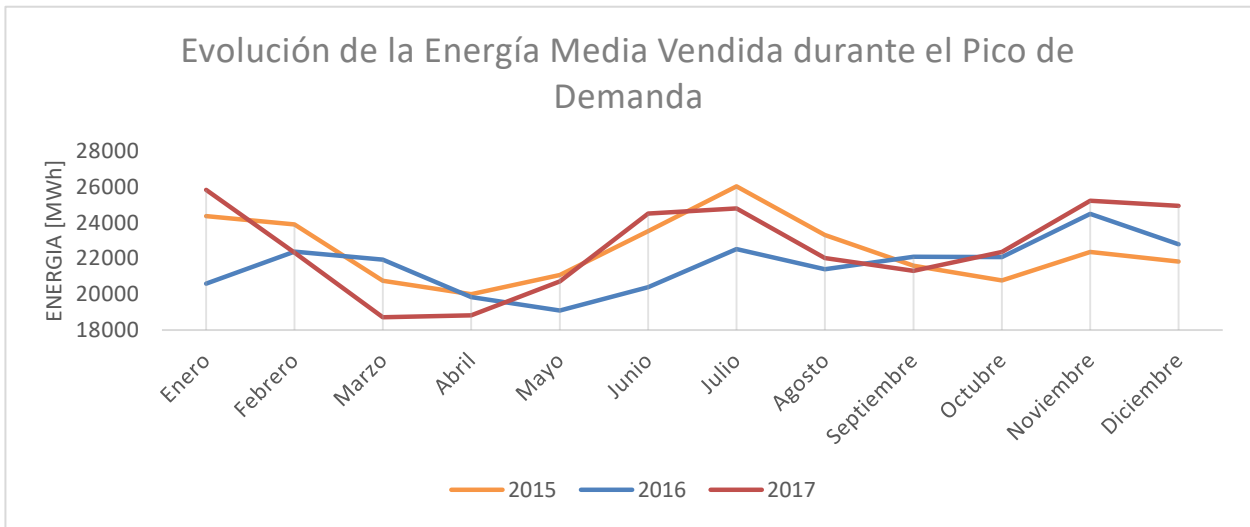


Figura 5-27. Evolución de la energía media vendida por generadoras españolas durante los picos de demanda en la zona española.

Debido a las diferencias entre los valores de la energía media comprada y la energía media vendida, hemos representado el porcentaje medio mensual que se necesitaría de importaciones u otros orígenes para alcanzar la demanda de energía de las comercializadoras. Dichos porcentajes y su evolución están recogidos por la Figura 5-28, donde se puede observar como estos porcentajes han ido aumentando a lo largo de estos años, años en los que la tendencia cambió respecto al año 2015, puesto que mientras la llegada del otoño en el año 2015 suponía un aumento del porcentaje, en los años 2016 y 2017 la llegada del otoño significa una caída de los mismos.

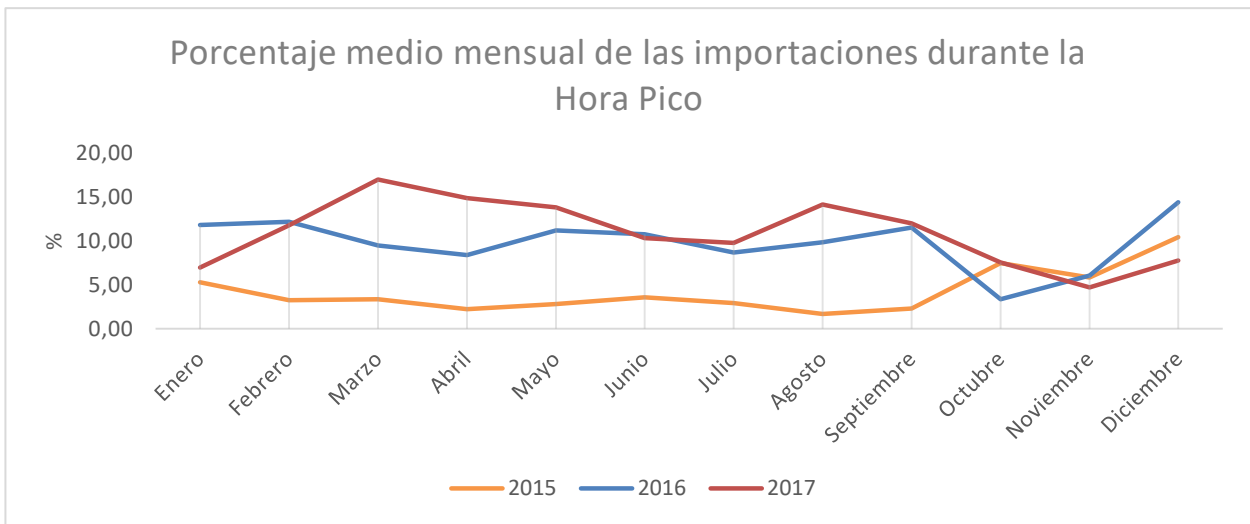


Figura 5-28. Evolución del porcentaje medio de importaciones durante los picos de demanda máxima en España.

En la Figura 5-29 se puede apreciar la cuota media de mercado mensual de cada compañía durante los picos de demanda máxima. Dichas cuotas de mercado representan la aportación media de cada compañía en el total de la venta de energía para cubrir los picos de demanda. En dicha gráfica se puede ver como el conjunto de empresas Otros son los que obtienen la mayor cuota media de mercado, seguidos en 2015 por Endesa. No obstante, en el año 2016, durante sus primeros meses es Axpo quien obtenía la segunda cuota de mercado más elevada para ceder posteriormente este puesto a Endesa. Es especialmente llamativo la caída de la cuota media de mercado

de Otros de enero de 2017, que coincide con un gran crecimiento de la demanda y de la cuota de mercado de Iberdrola.

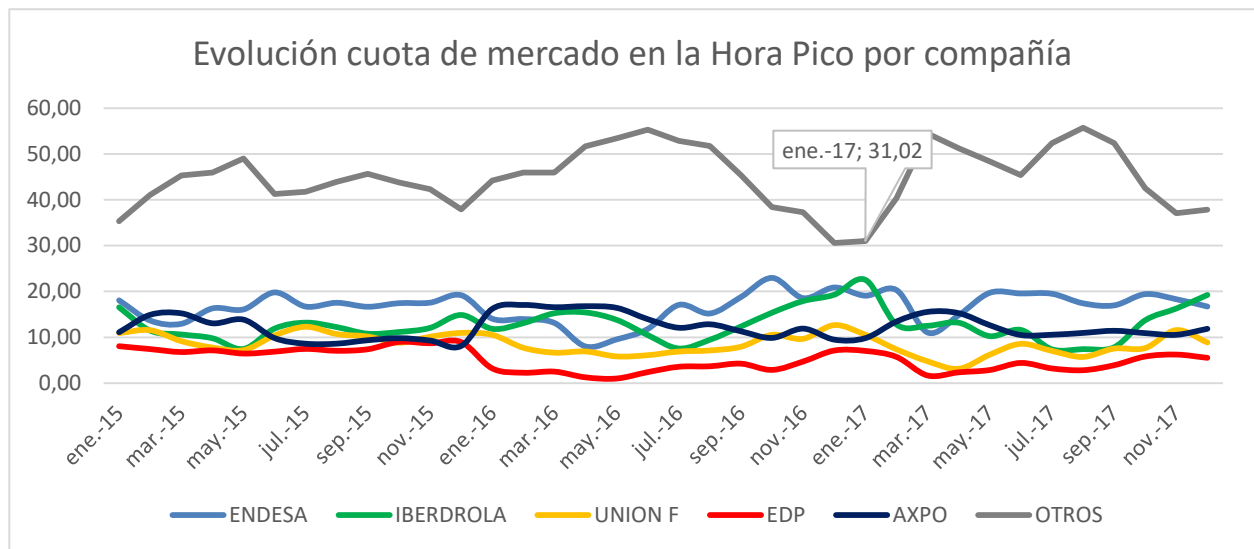


Figura 5-29. Cuota media de mercado mensual durante la hora pico de demanda a lo largo de los años 2015, 2016 y 2017.

En relación a los precios medios de venta durante las horas de máxima demanda, como se puede apreciar en la Figura 5-30 presentan curvas de forma muy similar a las del precio medio de venta mensual mostrado en apartados anteriores, pero con valores superiores. Lo cual se entiende si comparamos las horas de máxima demanda más frecuentes que se representan en la Figura 5-31 con los precios medios por hora de la Figura 5-16, ya que en enero, verano y diciembre las horas con mayor demanda fueron los rangos horarios correspondientes a la crecida del precio medio por hora.

Los precios de venta, como ya hemos explicado, los establece la última compañía que entra en el proceso de casación de ofertas, siendo EDP la compañía que más veces a lo largo de estos años ha establecido el precio de venta durante las horas de demanda máxima de energía en el Mercado Diario. En la Figura 5-32 se puede observar la frecuencia al mes con la que cada empresa cierra el precio de venta. En dicha gráfica se puede observar cómo solo una vez durante el año 2015 EDP es superada por Iberdrola, no obstante, entre octubre de 2016 y mayo de 2017 se observa una mayor alternancia entre EDP, Iberdrola y también Endesa.

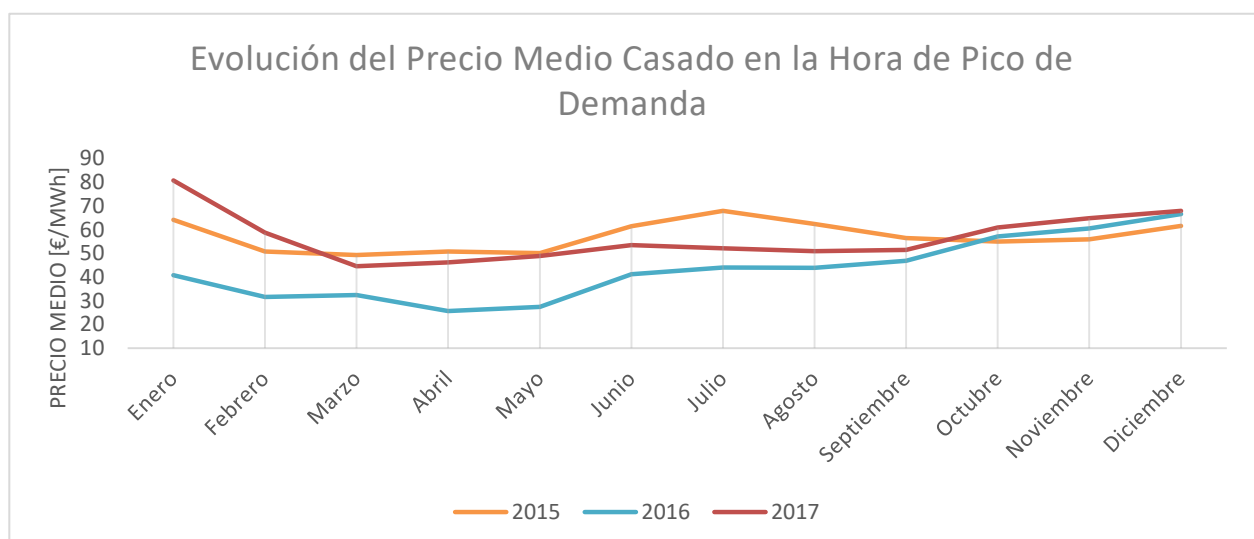


Figura 5-30. Evolución del precio de venta medio mensual durante las horas de máxima demanda en España.

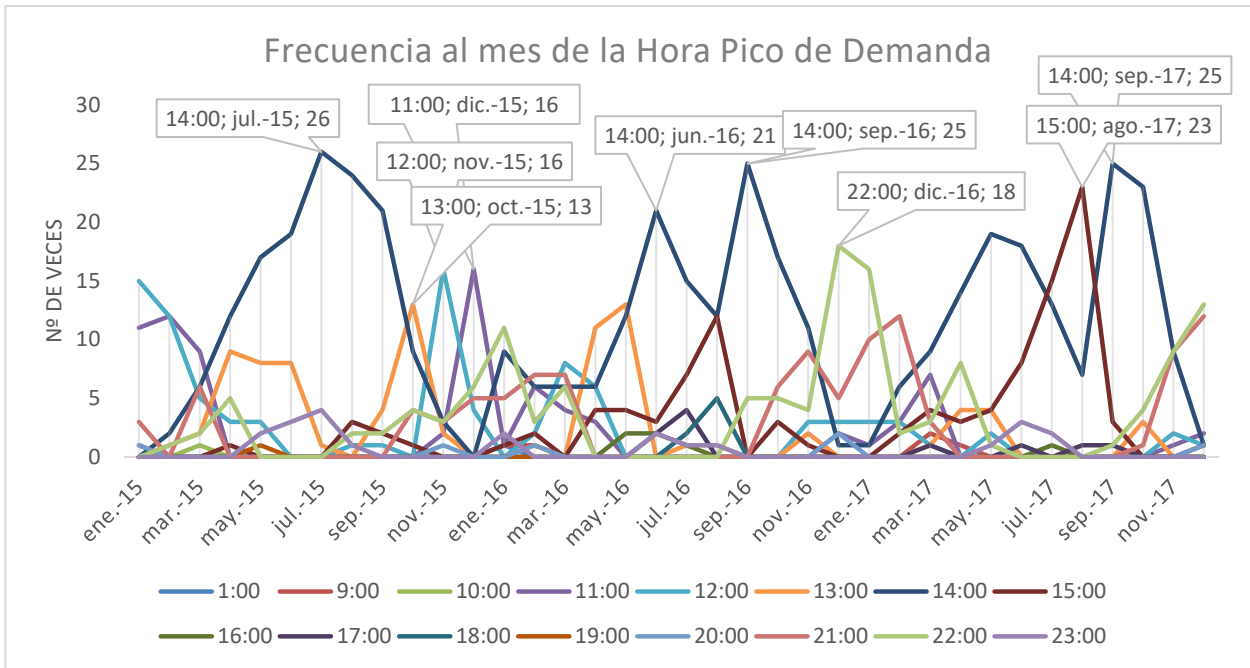


Figura 5-31. Evolución de la frecuencia de la hora de pico de demanda en España durante los años 2015, 2016 y 2017.

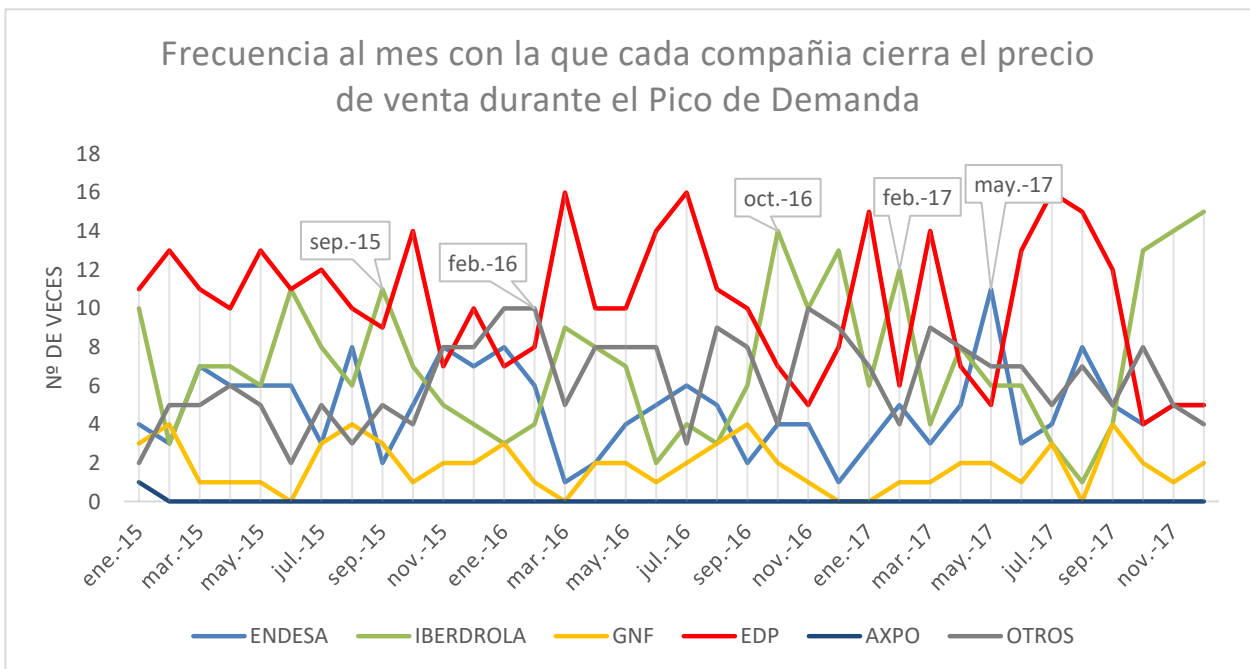


Figura 5-32. Número de veces al mes que cada compañía es la encargada de establecer el precio de venta de la energía, MIBEL.

En cuanto a los Índices de Lerner y el RSI calculados para el momento de máxima demanda del día, en las gráficas de las Figura 5-33 y la Figura 5-34 se pueden analizar sus medias mensuales. En el caso del Índice de Lerner, el cual alcanza valores del orden de la centésima solo podemos ver una clara diferenciación entre los valores de cada compañía durante sus dos picos, donde Iberdrola es la que obtiene el valor más elevado. En el



caso del RSI, Iberdrola es siempre durante los tres años analizados la compañía que alcanza los valores más pequeños, obteniendo en enero de 2017 su valor más bajo, el cual rondaba el 1,4 que aunque mayor del 1,2 establecido en Europa, no es muy lejano de dicho valor.

A través de estas figuras, podemos ver como no hay un dominio del mercado durante las horas de máxima demanda a través de las unidades españolas. No obstante, Iberdrola a pesar de no ser la compañía con las mayores cuotas de mercado de energía en dicho momento estratégico, sí que es la compañía que obtiene los valores más elevados en el caso del Índice de Lerner y los más pequeños en el caso del RSI.

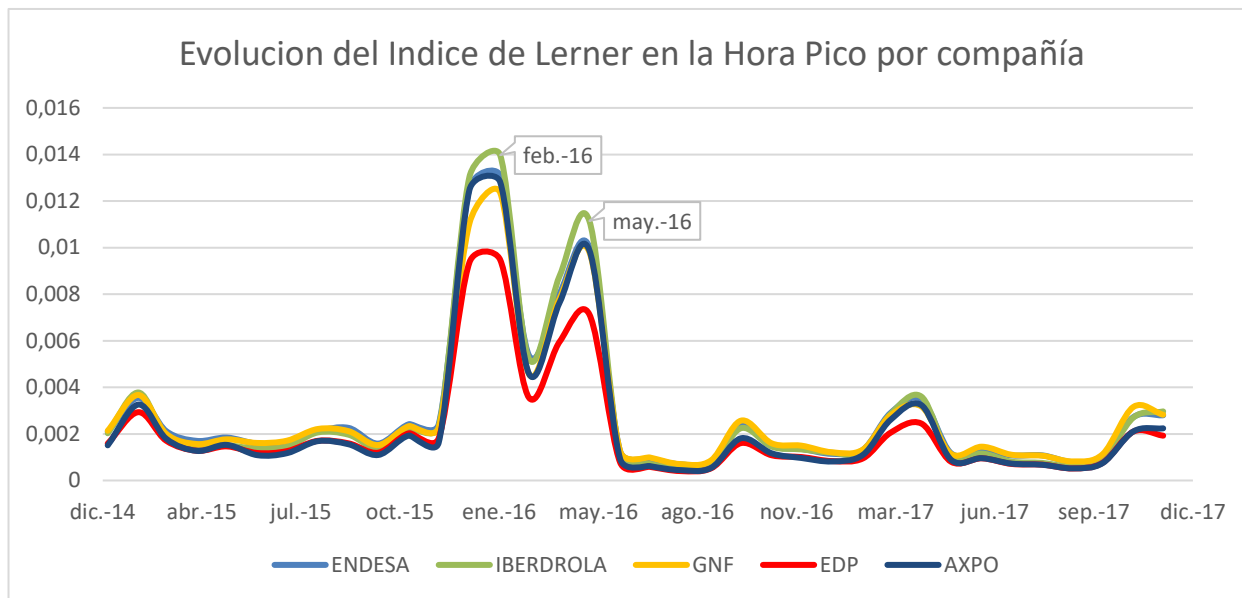


Figura 5-33. Evolución del Índice de Lerner medio al mes durante la hora de demanda máxima en España en los años 2015, 2016 y 2017.

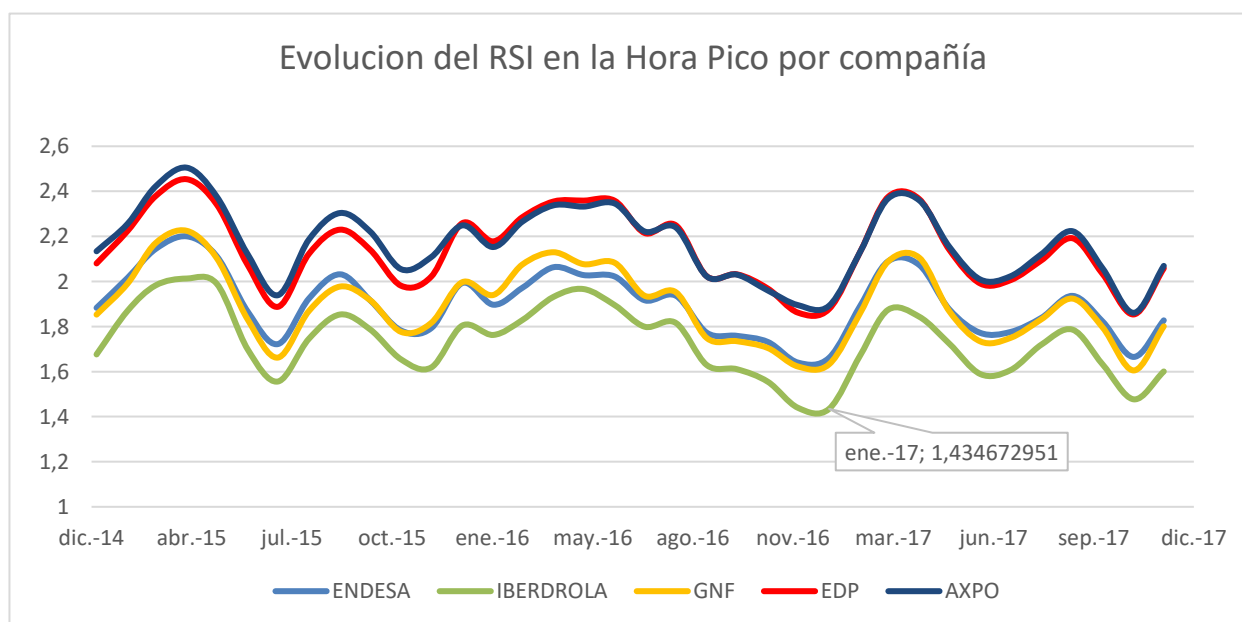


Figura 5-34. Evolución del RSI medio al mes durante la hora de demanda máxima en España en los años 2015, 2016 y 2017.



## 6 CONCLUSIONES

---

A la vista del extenso análisis que hemos realizado sobre el Mercado Diario, el cual se puede leer en la sección anterior, hemos llegado a las siguientes conclusiones en relación al mercado ibérico MIBEL en su totalidad y en lo referente a las unidades españolas que operan en él.

Gracias al análisis del Mercado Diario en el ámbito MIBEL, hemos observado como las horas de splitting en el mercado se han incrementado considerablemente durante los últimos años, siendo el año 2016 el peor para la interconexión entre España y Portugal.

También hemos podido comprobar como la compañía portuguesa Energías de Portugal es la compañía que más energía vende en dicho mercado, lo cual intuimos se debe a la ausencia de compañías competidoras en suelo portugués, lo cual significa que EDP es la compañía encargada de suministrar la mayoría de la energía vendida para el suministro a los usuarios portugueses.

En relación a la totalidad de la energía comprada en los años 2015, 2016 y 2017 en el ámbito MIBEL, podemos observar un incremento muy positivo, que repercute de igual manera en el incremento de la energía vendida aunque en una menor medida. El aumento de la energía comprada, supone un aumento de la demanda total de energía en ambos países, reflejándose de esta manera la salida de ambos países de forma paulatina de la crisis económica.

Debido que el operador de mercado OMIE, establece que la compra y venta de energía deben ser las mismas para cada periodo, se llevó a cabo el cálculo de la energía total comercializada en el Mercado Diario de Electricidad, el cual junto con un análisis de las unidades habilitadas para la compra y venta de energía nos llevó a comprobar la presencia de dos unidades denominadas MIP y MIEU las cuales están presentes tanto en las curvas de compra como de venta. Asimismo, tanto la energía comercializada en el Mercado Diario de MIBEL como la participación en la venta de energía por parte de MIP y MIEU han crecido a lo largo de estos años, suponiendo la energía vendida por MIEU en el año 2017 casi un 7% de la comercializada en el total del Mercado Diario-MIBEL.

Debido al denominado splitting de mercado, y a la ausencia de datos referentes a Portugal en dicho caso, se optó por focalizar este estudio de manera más extensa en España y las unidades de la zona española encargadas de la compra y venta de energía en el Mercado Diario de electricidad de MIBEL.

A través de este análisis hemos comprobado el crecimiento que vive la demanda de energía en España, lo cual refleja el crecimiento económico que vive el país en los últimos años, aunque en la venta de energía dicho crecimiento se estancó en el año 2016, afectando de manera negativa a la venta de energía procedente de tecnologías marginales, resurgiendo de manera paulatina en el año 2017.

A través de las cuotas de mercado podemos ver como Endesa es la compañía que más energía vende a través de unidades españolas, seguida de cerca por Xpo, compañía que ha irrumpido de manera vertiginosa en el Mercado Diario sin recurrir a las tecnologías marginales. Dichas cuotas de mercado nos han servido para comprobar como EDP basa sus grandes cifras en el ámbito de MIBEL en Portugal, puesto que en España acusa una gran caída de sus porcentajes, que se alejan en demasía de los obtenidos en el Mercado Ibérico.

No obstante, debido a que el precio de casación se establece para toda la península ibérica en ausencia de splitting, hemos comprobado como es EDP la encargada de establecer el precio de venta con mayor frecuencia. Los precios como hemos observado suelen acusar las mismas crecidas y caídas a lo largo del año, no obstante junto con la caída de la venta por tecnologías marginales del año 2016, los precios alcanzaron sus cotas más bajas.

Con el fin de determinar si existía la posibilidad de ejercicio de poder el Mercado Diario por parte de las grandes compañías se calculó una serie de índices de tipo estructural y económico.

Atendiendo a los índices estructurales, hemos comprobado como el índice HHI, empleado por la CE para el control de mercados, a pesar de mantenerse aun alejado de los valores considerados por Europa como alarmantes si vive un crecimiento paulatino de su valor, siendo Endesa la compañía que más contribuye a su valor por ser la compañía con la mayor cuota de mercado. Sin embargo, si nos centramos únicamente en la energía vendida

procedente de tecnologías marginales, los valores de HHI anuales no solo crecen, sino que superan el umbral establecido por Europa como límite para un mercado competitivo.

Observando otro de los índices estructurales como es el ratio de concentración, hemos comprobado que a pesar de que al año 2016 no fue un buen año para la venta de energía en la zona española, fue el año en que se lograron los mayores valores del CR1 y CR3. En el caso de la energía vendida de carácter general, esta fue suministrada en casi un 50% por las tres compañías principales del suelo español: Endesa, Axpo e Iberdrola, valores que son ampliamente superados en el caso de la energía vendida procedente de centrales de ciclo combinado, térmicas, hidráulicas y nucleares, donde casi el 70% de la energía era suministrada únicamente por tres compañías: Endesa, Iberdrola y Gas Natural Fenosa.

Analizando ahora los índices de carácter económico (RSI e Índice de Lerner), adaptados a los mercados eléctricos, hemos observado que es Iberdrola la que se sitúa como la compañía más dominante en la zona española desde el año 2016, a pesar de no ser la compañía con las mayores cuotas de mercado.

Debido a esto, se analizó el crecimiento de cada compañía en la venta de energía donde resultó que Iberdrola es la compañía que más crece en cuanto a la venta de energía respecto al año 2015, siendo el año 2016 el año en el que más creció. Dicho crecimiento está muy ligado a la venta de energía procedente de tecnologías marginales, pues logró en 2017 un aumento de casi un 23% con respecto al año 2015.

En cuanto a volumen de venta generado en el Mercado Diario por unidades españolas, este acusó de manera muy notable la caída de los precios y el estancamiento de la venta de energía en el año 2016, no obstante, en el año 2017 logró recuperarse y crecer respecto al año 2015. En relación al volumen de ventas de cada compañía, es Endesa la que obtiene los ratios más altos, aunque es nuevamente Iberdrola la que registra el mayor crecimiento dentro de las grandes compañías.

El análisis de las horas diarias donde se produce la mayor compra de energía por parte de las comercializadoras nos ha servido para comprobar que este es un reflejo a pequeña escala de aquello que sucede en el Mercado Diario, pudiendo suponer que estas horas afectan de manera muy significativa a los resultados del mercado global.

Por todo lo mencionado anteriormente, cabe destacar como Iberdrola supo crecer en el peor de los años para la venta de energía analizados en este Trabajo, siendo actualmente la compañía española que logra un mayor crecimiento en todos los sentidos en el Mercado Diario de Electricidad.

# REFERENCIAS

---

- [1] «MIBEL,» [En línea]. Available: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67>.
- [2] OMIE, «Mercado Diario - OMIE,» [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-diario>. [Último acceso: 2018].
- [3] OMIE, «Mercado Intradiario - OMIE,» [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>. [Último acceso: 2018].
- [4] «Mercado a Plazo-Energía y Sociedad,» [En línea]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-2-formacion-de-precios-en-los-mercados-mayoristas-a-plazo-de-electricidad/>.
- [5] «Energía y Sociedad,» [En línea]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/quienes-somos/>.
- [6] «Mercado Minorista-Energía y Sociedad,» [En línea]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/5-1-el-mercado-minorista-de-energia-electrica/>. [Último acceso: 2018].
- [7] «OMIE,» [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/informacion-de-la-compania>.
- [8] «OMIP,» [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/en/content/grupo-omi-mibel>.
- [9] S. Stoft, «Power System Economics Designing Markets for Electricity.,» USA, 2002.
- [10] U. Helman, «Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets.,» 2006.
- [11] D. Newbery, «Template for Power Reform. Public Policy for the Private Sector Note 54.,» 1995.
- [12] F. Wolak, «An empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behaviour in a competitive electricity market.,» 2000.
- [13] «Competencia y poder de mercado - Energía y Sociedad,» [En línea]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-6-competencia-y-poder-de-mercado/>.
- [14] A. Ciarreta, S. Nasirov y C. Silva, «The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspective after market liberalization.,» 2015.
- [15] «Lista de unidades-OMIE,» [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/informacion-de-agentes/miembros-del-mercado/lista-de-unidades>. [Último acceso: 2018].

- [16] J. Kaminski, «The development of market power in the Polish power generation sector: a 10-year perspective.,» 2012.
- [17] H. Theil, Economics and information theory., Amsterdam (Holland): North-Holland Publishing Company, 1967.
- [18] M. H. Asgari y H. Monsef, «Market Power Analysis for the Iranian electricity market.,» 2010.
- [19] C. I. S. O. (CAISO), «Predicting Market Power using the Residual Supply Index.,» 2002.
- [20] J. Baker y T. Breshnan, «Empirical Methods of identifying and measuring market power.,» 1992.
- [21] F. A. Wolak, «Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets. The California Market 1998-2000.,» 2003.
- [22] CNMC, «Informe de supervisión del Mercado Peninsular de producción de energía eléctrica. 2015,» 20/12/2016.
- [23] «Histórico del Mercado - OMIE,» [En línea]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.
- [24] «Iberdrola,» [En línea]. Available: [www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com).
- [25] «Axpo,» [En línea]. Available: [www.axpo.com](http://www.axpo.com).
- [26] «EDP-Energias de Portugal,» [En línea]. Available: [www.edpenergia.es](http://www.edpenergia.es).
- [27] «Endesa,» [En línea]. Available: [www.endesa.com](http://www.endesa.com).
- [28] «Gas Natural Fenosa,» [En línea]. Available: [www.gasnaturalfenosa.es](http://www.gasnaturalfenosa.es).







