

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales
2017-2018

Trabajo Fin de Grado

Precios eléctricos para la industria en 2017. Comparativa europea.

Daniel Hernández Reig

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, julio 2018.

RESUMEN

Existen distintos modelos de composición del precio final de la energía eléctrica en Europa.

En este trabajo de fin de grado se lleva a cabo el cálculo, haciendo uso de una aplicación informática, de dichos precios, seguido de un análisis comparativo de los resultados obtenidos. Para ello se realiza un estudio de los distintos elementos que conforman el precio de la electricidad.

Los precios calculados están aplicados a casos de estudio representativos de la industria electro intensiva.

El estudio y comparación de los precios se realiza para los sistemas eléctricos de España, Francia y Alemania para el año 2017.

PALABRAS CLAVE

Energía eléctrica, industria electrointensiva, precio, electricidad, sector eléctrico.

ABSTRACT

There are different models of electrical energy final price composition in Europe.

At this Final Degree Project these prices are calculated, making use of an application, followed by a comparison of the results. A study of the elements of the structure of the electric prices is made in order to know how to calculate them.

The prices are elaborated for some different representative cases of the electro intensive industry.

They are calculated and compared between the Spanish, French and German electrical systems for 2017.

KEY WORDS

Electrical energy, electro intensive industry, price, electricity, electrical sector.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, a Alicia por todo el trabajo que ha tenido y ha logrado con creces sacar adelante.

En segundo lugar, a todos aquellos que no han dejado de apoyarme y darme ánimos para lograr mis objetivos.

También a Fernando Sotos por brindarme esta oportunidad y a María Ángeles Moreno por encender la mecha.

Muchas gracias a todos.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 Motivación.....	13
1.2 Objetivos.....	13
2. EL SECTOR ELÉCTICO EN ESPAÑA.....	14
2.1 Desarrollo histórico.....	14
2.2 Ley 54/1997.....	15
2.3 Sistema actual.....	18
2.3.1 Generación.....	20
2.3.2 Transporte.....	21
2.3.3 Distribución.....	23
2.3.4 Comercialización.....	23
3. MERCADO ELÉCTRICO.....	24
3.1 Tipos de mercados.....	25
3.1.1 Mercado a plazo/ de futuros.....	25
3.1.2 Mercado diario.....	25
3.1.3 Mercado a corto plazo.....	27
4. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.....	28
4.1 España.....	28
4.1.1 Componente de la energía.....	29
4.1.2 Componente de costes regulados.....	38
4.1.3 Impuestos.....	45
4.2 Francia.....	47
4.2.1 Componente de la energía.....	49
4.2.2 Componentes de costes regulados.....	50
4.2.3 Impuestos.....	59
4.3 Alemania.....	60
4.3.1 Componentes de la energía.....	62
4.3.2 Componentes de costes regulados.....	64
4.3.4 Impuestos.....	71
5. APLICACIÓN INFORMÁTICA.....	72
5.1 Funcionamiento de la aplicación.....	73

6. CASOS DE ESTUDIO	77
7. RESULTADOS	80
7.1 España	82
7.2 Francia	83
7.3 Alemania	84
8. COMPARATIVA	85
Comparativa nacional	85
Comparativa internacional	88
9. CONCLUSIONES	99
Líneas futuras	101
10. REFERENCIAS	103

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Legislación del sector eléctrico español desde 1997 hasta 2014. Fuente: Energía y Sociedad.	18
Ilustración 2. Sistema eléctrico. Fuente: REE y elaboración propia.	19
Ilustración 3. Evolución de la estructura de generación peninsular. Fuente: Principales resultados del mercado eléctrico 2017, OMIE.	20
Ilustración 4. Comparativa geográfica de producción y consumo eléctricos. Fuente: REE.	22
Ilustración 5. Casación de ofertas del mercado diario. Fuente: Energía y Sociedad.	26
Ilustración 6. Componentes del precio medio final 2017. Fuente: REE.	29
Ilustración 7. Precio medio del mercado diario. Fuente: OMIE.	30
Ilustración 8. Precio mensual medio del mercado intradiario. Fuente: OMIE.	31
Ilustración 9. Ejemplo coeficientes de pérdidas para 01 feb 2018. Fuente: REE.	37
Ilustración 10. Parque de generación eléctrica francés 2017. Fuente: RTE.	48
Ilustración 11. Precios y volúmenes del mercado diario en Francia 2017. Fuente: Epex Spot.	49
Ilustración 12. Distribución territorial de las ÜBN. Fuente: Netz Entwicklungs Plan Strom y elaboración propia.	61
Ilustración 13. Fuentes de energía en Alemania 2016. Fuente: AGEB.	61
Ilustración 14. Precios y volumen del mercado diario en Alemania 2017. Fuente: EPEX SPOT.	62
Ilustración 15. Actuación de los sistemas del servicio de ajustes. Fuente: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.	64
Ilustración 16. Pantalla MENÚ.	73
Ilustración 17. Pantalla PAÍS.	73
Ilustración 18. Pantalla DATOS ESPAÑA. Fuente: elaboración propia.	74
Ilustración 19. Pantalla DATOS FRANCIA.	74
Ilustración 20. Pantalla ALEMANIA.	75
Ilustración 21. Ejemplo casos de estudio en aplicación.	75
Ilustración 22. Resultado del cálculo de precios de la electricidad en España 2017.	85
Ilustración 23. Resultado del cálculo de precios de la electricidad en Francia 2017.	86
Ilustración 24. Resultado del cálculo de precios de la electricidad en Alemania 2017.	87
Ilustración 25. Comparativa europea de precios finales medios de la electricidad 2017.	88
Ilustración 26. Desglose comparativo de precios finales 2017 56GWh.	90
Ilustración 27. Desglose comparativo de precios finales 2017 70 GWh.	91
Ilustración 28. Desglose comparativo de precios finales 2017 140 GWh.	92
Ilustración 29. Desglose comparativo de precios finales 2017 385 GWh.	93
Ilustración 30. Desglose comparativo de precios finales 2017 561 GWh.	94
Ilustración 31. Desglose comparativo de precios finales 2017 1664 GWh.	95
Ilustración 32. Porcentaje componente de energía 2017.	96
Ilustración 33. Porcentaje componentes regulados 2017.	97
Ilustración 34. Porcentaje componente de impuestos 2017.	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.Desglose de la potencia eléctrica instalada 2017. Fuente: Informe del sistema eléctrico de 2017, REE.	21
Tabla 2. Kilómetros de líneas de transporte. Fuente: Informe del sistema eléctrico 2017, REE.....	23
Tabla 3. Valor de los componentes del precio medio final España 2017. Fuente: elaboración propia.	29
Tabla 4. Componentes mensuales del precio total de la electricidad en el mercado mayorista 2017. Fuente: OMIE.	31
Tabla 5. Precio horario final medio. Fuente: OMIE.....	32
Tabla 6. Resumen servicios de ajuste. Fuente: REE.	35
Tabla 7. Tarifas de acceso baja tensión 2017. Fuente: elaboración propia.	39
Tabla 8. Periodos tarifarios 2.0DHA. Fuente: Orden ITC/1659/2009.	39
Tabla 9. Periodos tarifarios 3.0A y 3.1A 2017. Fuente: Real Decreto 1164/2001.....	40
Tabla 10. Periodos tarifarios 6X 2017. Fuente: Real Decreto 1164/2001.....	40
Tabla 11. Tarifas de acceso alta tensión 2017. Fuente: elaboración propia.	41
Tabla 12. Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad. Fuente: IET/2735/2015.....	43
Tabla 13. Generación eléctrica en Francia 2017. Fuente: RTE.....	47
Tabla 14. Rangos de tensión Francia 2017. Fuente: TURPE 5.	50
Tabla 15. Discriminación horaria y estacional Francia 2017. Fuente: TURPE 5.	51
Tabla 16. Componente de gestión Francia 2017. Fuente: TURPE 5.....	52
Tabla 17. Componente de medición Francia 2017. Fuente: TURPE 5.	52
Tabla 18. Componente de suministro HTB-3. Fuente: TURPE 5.....	52
Tabla 19. Componente de suministro tarifa fija uso bajo HTA 2017. Fuente: TURPE 5.	53
Tabla 20. Componente de suministro tarifa fija uso alto HTA 2017. Fuente: TURPE 5.	53
Tabla 21. Componente de suministro tarifa móvil uso bajo HTA 2017. Fuente: TURPE 5.	54
Tabla 22. Componente de suministro tarifa móvil uso alto HTA 2017. Fuente: TURPE 5.	54
Tabla 23. Componente de suministro tarifa uso bajo HTB-1 2017. Fuente: TURPE 5.	54
Tabla 24. Componente de suministro tarifa uso medio HTB-1 2017. Fuente: TURPE 5.	55
Tabla 25. Componente de suministro tarifa uso alto HTB-1 2017. Fuente: TURPE 5..	55
Tabla 26. Componente de suministro tarifa uso bajo HTB-2 2017. Fuente: TURPE 5.	55
Tabla 27. Componente de suministro tarifa uso medio HTB-2 2017. Fuente: TURPE 5.	56
Tabla 28. Componente de suministro tarifa uso alto HTB-2 2017. Fuente: TURPE 5..	56

Tabla 29. Tarifas de alimentación complementaria 2017. Fuente: TURPE 5.....	56
Tabla 30. Tarifas de alimentación de reserva 2017. Fuente: TURPE 5.	57
Tabla 31. Componente de agrupación 2017. Fuente: TURPE 5.	57
Tabla 32. Componente de excesos puntuales HTB 2017. Fuente: TURPE 5.	58
Tabla 33. Componente de energía reactiva 2017. Fuente: TURPE 5.....	58
Tabla 34. Componente de inyección 2017. Fuente: TURBE 5.	58
Tabla 35. Tarifas de acceso 2017 Tennet TSO. Fuente: Tennet TSO.....	65
Tabla 36. Tarifas de acceso 2017 Amprion. Fuente: Amprion.	65
Tabla 37. Tarifas de acceso 2017 Transnet BW. Fuente: Transnet BW.	66
Tabla 38. Tarifas de acceso 2017 50Hertz. Fuente: 50Hertz.....	66
Tabla 39. Tarifas de acceso 2017 distribuidora ED Netze GmbH. Fuente: ED Netze GmbH.	67
Tabla 40. Pagos por medición 2017 TenneT TSO. Fuente: TenneT TSO.	67
Tabla 41. Pagos por medición 2017 Amprion. Fuente: Amprion.	68
Tabla 42. Pagos por medición 2017 Transnet BW. Fuente: Transnet BW.	68
Tabla 43. Pagos por medición 2017 50Hertz. Fuente: 50Hertz.....	68
Tabla 44. Pagos por reserva de red 2017 TenneT TSO. Fuente:TenneT TSO.....	69
Tabla 45. Pagos por reserva de red 2017 Amprion. Fuente: Amprion.....	69
Tabla 46. Pagos por reserva de red 2017 Transnet BW. Fuente: Transnet BW.....	69
Tabla 47. Pagos por reserva de red 2017 50Hertz. Fuente: 50Hertz.	69
Tabla 48. Suplemento de regulación de tarifas 2017. Fuente: elaboración propia.....	70
Tabla 49. Perfiles de consumo de casos de estudio.....	78
Tabla 50. Perfiles de consumo en España.	78
Tabla 51. Perfiles de consumo en Francia.....	79
Tabla 52. Perfiles de consumo Alemania.	79
Tabla 53. Resultados precios electricidad en España 2017.....	82
Tabla 54. Resultados precios electricidad en Francia en 2017.....	83
Tabla 55. Resultados precios electricidad Alemania 2017.....	84
Tabla 56. Reducción de los precios de Francia y Alemania frente a España en 2017. ...	89

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

El motivo por el cual se ha elegido este tema para realizar un trabajo de fin de carrera es la relevancia económica del consumo eléctrico en la industria.

Para aquellos sectores industriales en los cuales los costes de la energía eléctrica, utilizada en el proceso de producción, representa un valor significativo, es de vital importancia que el sistema (en lo relativo al sector eléctrico), en el que se desenvuelven les permita ser competitivos en el mercado, ya no sólo a nivel nacional sino también a escala internacional. Éste es el caso de la industria electrointensiva (siderurgia, metalurgia, química, etc.), cuyo coste de la factura eléctrica supone entre el 10% y el 50% del coste de producción. Por esta razón, su competitividad está muy ligada a la evolución del precio eléctrico, que variará según el país, y de esta manera marcará la diferencia con sus competidores.

Por otra parte, se podrán conocer y estudiar los modelos de sector eléctrico que se encuentran establecidos en otros países.

1.2 Objetivos

El objetivo principal de este trabajo de fin de grado es el de realizar una comparativa de los precios de la energía eléctrica entre España, Francia y Alemania.

Para lograr esta meta se analizará la composición del precio de la electricidad en España en 2017 identificando cada uno de sus componentes. De la misma manera, se estudiarán los casos de Francia y Alemania.

Con el fin de realizar la comparativa europea se aplicará la información recabada para cada país a unos casos de estudio propuestos representativos de grandes consumidores industriales de energía eléctrica. Para llevar a cabo la comparativa se desarrollará una aplicación informática.

2. EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Se relatará a continuación el desarrollo del sector eléctrico español desde sus orígenes hasta su situación actual. Adicionalmente se explicará el funcionamiento de éste en la actualidad y sus principales características.

2.1 Desarrollo histórico

El primer momento del que se tiene constancia del uso de energía eléctrica destinada a la iluminación en España fue en 1852 en Barcelona.

Más tarde, en 1875, comenzó la electrificación de uso industrial en el país gracias a un generador instalado en la citada ciudad. Este grupo productor de energía eléctrica hacía uso de las máquinas de vapor de una fragata, que al instalársele una dinamo haría las veces de generador eléctrico.

Durante el comienzo de la electrificación en España, la energía eléctrica era generada en corriente continua dificultando así su transporta a larga distancia. Este hecho daría lugar a la necesidad de situar los puntos de consumo y generación relativamente próximos. Para las centrales térmicas no resultaría un inconveniente tan significativo como para las centrales que aprovechaban los recursos hidráulicos. Sin embargo, con el desarrollo de la corriente alterna a principios del siglo XX se pudo salvar este problema y dar comienzo al despliegue de la generación hidroeléctrica a nivel nacional.

En 1929 ya se habían instalado 1154 MW de generación, siendo el 81% de producción hidroeléctrica.

Debido al estancamiento del sector tras la paralización de la capacidad de producción durante y tras la Guerra Civil Española y la Segunda Guerra Mundial, se vio la necesidad de hacer un sistema eléctrico más eficiente, coordinado y racional en lo referido a la generación, transporte y distribución. Para ello se creó Unidad Eléctrica S.A. (UNESA) en 1944. Esta empresa sería la encargada promover la interconexión de los diversos sistemas eléctricos regionales entre sí y con las centrales eléctricas. Además, se le encomendó la creación del *Dispatching Central*, desde donde se dirigiese la explotación del Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto, asegurando el abastecimiento de la demanda de cada consumidor organizando la puesta en marcha de cada grupo generador.

Durante la década de los 60, se pasó de los 6567 MW de 1960 a los 17924 MW de 1970. También se redistribuyeron las proporciones de la producción disminuyendo la hidroeléctrica al 50%, incrementándose las térmicas debido a los bajos precios del petróleo. Además, se contó con la incorporación de la primera central nuclear.

Más tarde, y como consecuencia de la Ley de Conservación de la Energía de 1980, el sector persiguió desvincularse del petróleo como fuente de energía debido al resentimiento creado por las crisis del petróleo de 1973 y 1979. Para lograrlo se incorporaron grupos generadores térmicos que usaron carbón nacional, además de seis nuevas centrales nucleares.

Con la implantación del Marco Legal y Estable en 1988, se implantó una metodología de retribución y amortización de las inversiones de las empresas productoras de electricidad. Por otra parte, y gracias a las inversiones realizadas, se dio una situación tal que desapareció la necesidad de nuevas inversiones aportando al sector de una verdadera estabilidad. Fue entonces cuando a través de la unión y fusión de diversas empresas se dieron a conocer las actuales Endesa e Iberdrola.

No fue hasta 1996 cuando la Unión Europea se plantease instaurar normativas dirigidas a la liberalización e introducción de la competencia en el sistema eléctrico. Así pues, el 1 de enero de 1998 entró en vigor la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (Ley 54/1997, del 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, 1997) que supuso una revolución normativa en lo relativo a la generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

(Marcos, 2002)

[2.2 Ley 54/1997](#)

La revolución normativa que supuso la ley del sector eléctrico de 1997 sirvió para asentar las bases del que sería el actual marco legislativo en cuanto a generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica en España se refiere.

Sus objetivos fueron tres: “la garantía del suministro eléctrico, la garantía de la calidad de dicho suministro eléctrico y la garantía de que se llevasen a cabo los dos anteriores al menor coste posible”. Además, el Estado dejó de considerar que fuese necesario la titularidad estatal del sistema de suministro pasando estos servicios a ser asumidos por sociedades mercantiles y privadas.

Con respecto a los cambios estructurales: “En generación de energía eléctrica se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista. El transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. [...] La eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red, raíz básica de denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los distintos sujetos del sistema eléctrico y los consumidores. La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente [...]. Asimismo, para garantizar la transparencia de esta retribución, se establece para las empresas eléctricas la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas en cuanto a su retribución económica.”

(Ley 54/1997, Exposición de motivos)

Adicionalmente, se regula la estructura de los precios y se determina que serán fijados por tarifas y peajes según el suministro de energía eléctrica y el acceso a las redes de transporte y distribución respectivamente.

(Ley 54/1997, Título I, artículo 3. Competencias administrativas)

En dichas tarifas eléctricas se incluirán los conceptos de coste de producción, que se determinará atendiendo al precio medio previsto del kilovatio hora en el mercado de producción, los peajes que correspondan y los costes de comercialización, los permanentes del sistema y los de diversificación y seguridad de abastecimiento.

(Ley 54/1997, Título III, artículo 17. Tarifas eléctricas)

También, esta ley dictamina la estructura del sistema de suministro distinguiendo entre:

- Productores: “personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como la de construir, operar y mantener las centrales de producción.”
- Transportistas: “sociedades mercantiles que tienen la función de transportar la energía, así como de construir, mantener y maniobrar las instalaciones del transporte.”
- Distribuidores: “sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir la energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales que adquieren la energía eléctrica a tarifa.”
- Comercializadores: “personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de la energía eléctrica a los consumidores.”

Además, estas subdivisiones las acompañan dos sujetos más:

- Operador del mercado: “sociedad mercantil que tiene como funciones [...]:
 - Asumir la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.
 - La recepción [...] y casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada periodo de programación y [...] la comunicación [...] de los resultados de la casación de las ofertas.
 - La programación de entrada en la red derivada de la misma y el precio marginal de la energía, recibir del operador del sistema la información relativa a las alteraciones introducidas sobre la casación, en razón de alteraciones técnicas o situaciones excepcionales en la red de transporte o, en su caso, de distribución.
 - La determinación de los precios finales de la producción de la energía para cada periodo de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.
 - Informar públicamente sobre la evolución del mercado.”

(Ley 54/1997, Título II, artículo 9 y Título V, artículo 33)

- Operador del sistema: “sociedad mercantil que tiene como funciones [...]:
 - Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo.
 - Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir del resultado de la casación de las ofertas comunicada por el operador del mercado, las excepciones que al régimen de ofertas se puedan derivar y las restricciones técnicas del sistema, utilizando criterios de mercado.
 - Impartir las instrucciones necesarias para la correcta explotación del sistema de producción y transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan. y gestionar el mercado de servicios complementarios que sean necesarios para tal fin.
 - Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.”

(Ley 54/1997, Título II, artículo 9 y Título V, artículo 34)

A la hora de estructurar el suministro de energía eléctrica, la ley indica que este servicio lo realizarán las empresas distribuidoras directamente a los usuarios o por medio de empresas comercializadoras.

(Ley 54/1997, Título VIII, capítulo I, artículo 44)

Posteriormente a la ley 54/1997 del sector eléctrico, como se muestra en la *Ilustración 1*, se han sucedido numerosas leyes, decretos y órdenes (algunas nacidas como consecuencia a directivas de la Comisión Europea) para actualizar el sistema eléctrico español y adecuarlo a los tiempos y las circunstancias. La reforma y actualización más significativa del sector desde entonces se corresponde con la Ley 24/2013 del sector eléctrico.

Los dos objetivos principales en los que se basó la implantación de esta ley fueron: el desajuste entre los costes económicos del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos de los precios regulados; y la desigual regulación retributiva entre productores "tradicionales" (nuclear, carbón, etc.) y productores que utilizan fuentes de energía renovables.

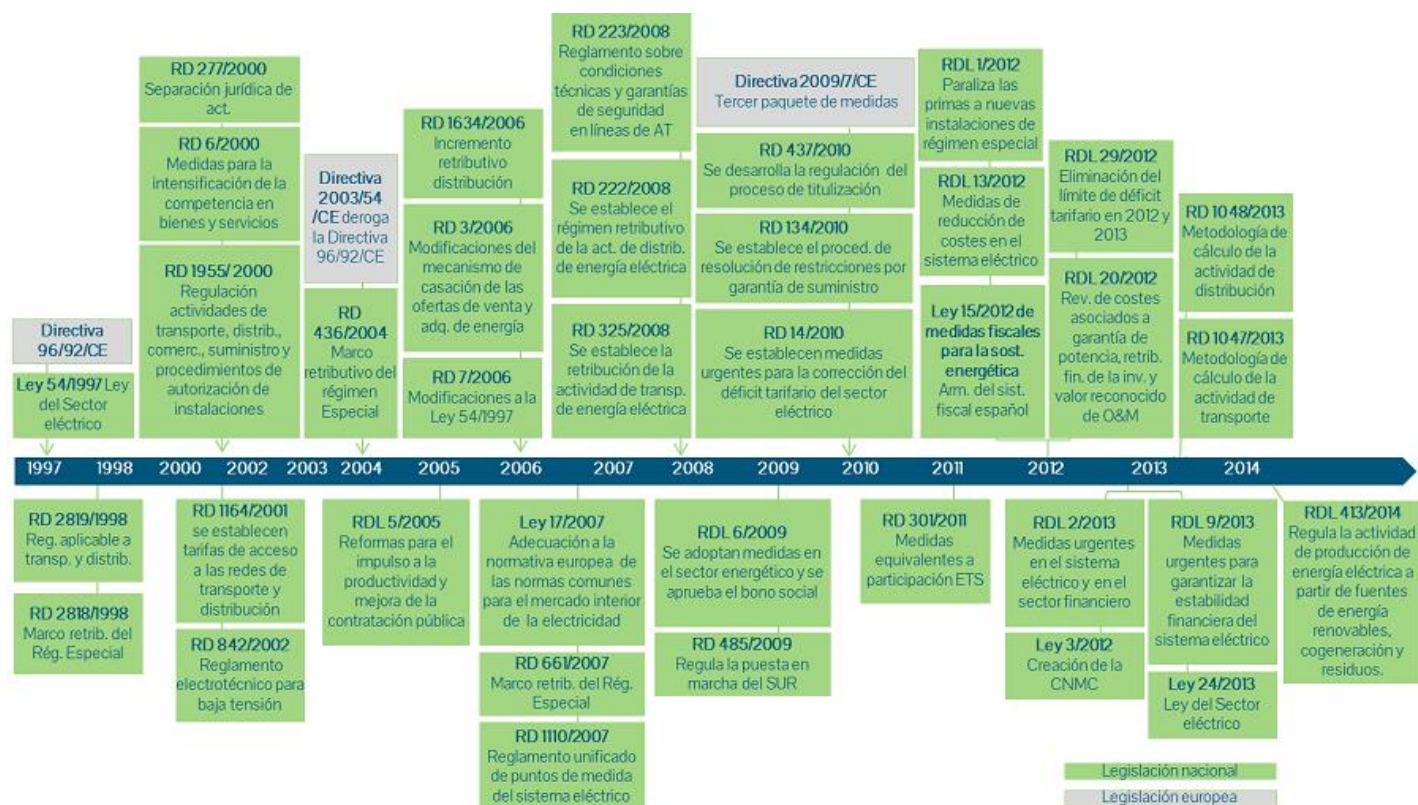


Ilustración 1. Legislación del sector eléctrico español desde 1997 hasta 2014. Fuente: Energía y Sociedad.

2.3 Sistema actual

A partir de 1998, año en que entró en vigor la ley del sector eléctrico 54/1997, el sector eléctrico español dejó atrás su modelo nacionalizado y centralizado para pasar a un modelo de mercado.

En el primer modelo las actividades del sector eran dirigidas de manera centralizada desde entidades públicas, la retribución de la generación de energía se estimaba en función de los costes de producción de ésta y la tarifa era única y regulada.

En el segundo modelo, se distinguen dos tipos de actividades del sector. Por un lado, se encuentran los llamados monopolios naturales y por el otro las actividades en libre competencia. Este último tipo de actividades ofrecerán la posibilidad de liberalizar el sector permitiéndose entonces la construcción de centrales generadoras de potencia por sociedades y empresas, la asignación de generación de energía realizada a partir de ofertas de venta y además libertad para elegir el suministrador de electricidad según el precio que éste oferte.

Por lo tanto, es éste el origen del sector eléctrico español actual. En él se distinguen cinco tipos de agentes del mercado: generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores; que participarán en el desarrollo de las cuatro actividades del sistema: generación, transporte, distribución y comercialización.

Además, como la ley así lo establece, el encargado de la coordinación técnica de todo el sistema será el llamado Operador del Sistema, mientras que la coordinación del área económica del mismo recaerá sobre el Operador del Mercado.

Todo el sistema, a su vez, será supervisado por una comisión reguladora: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que pasó a denominarse en 2013 Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC).

Como se puede apreciar en la *Ilustración 2*, la energía eléctrica recorre de forma unidireccional el sistema, desde las centrales de generación hasta los centros de consumo pasando por las redes de transporte y distribución, y través de empresas comercializadoras los grupos generadores y los consumidores realizarán la compra-venta de la energía eléctrica.

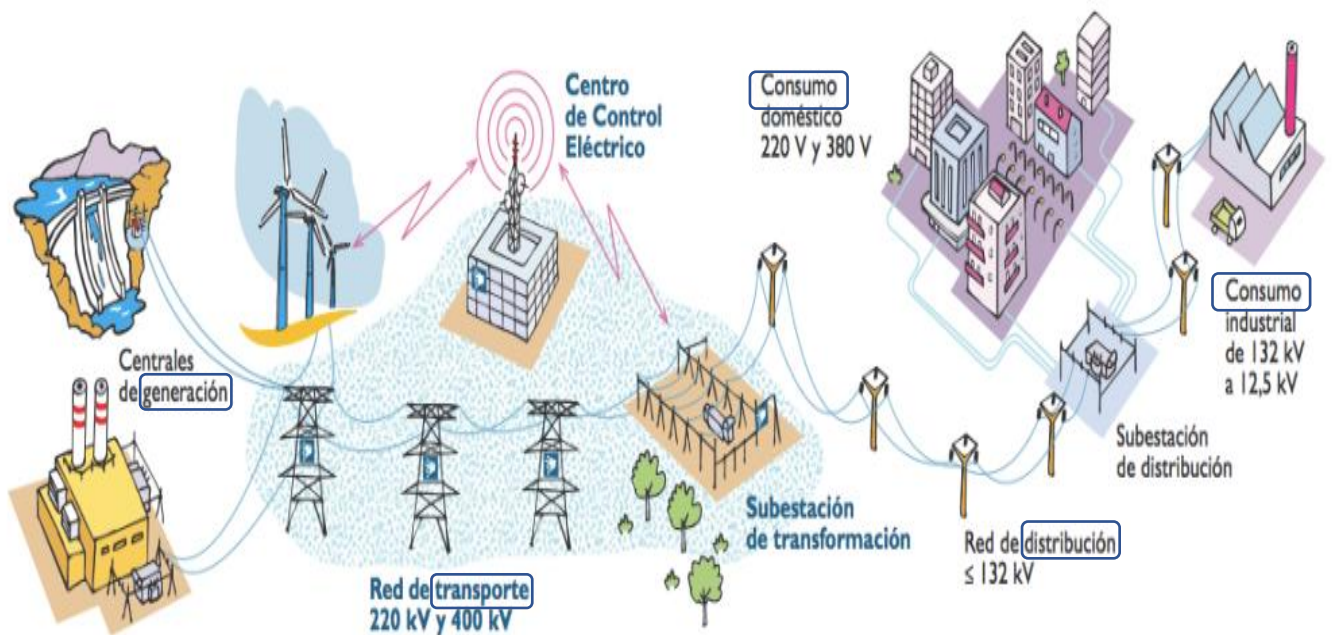


Ilustración 2. Sistema eléctrico. Fuente: REE y elaboración propia.

2.3.1 Generación

La actividad de generación consiste en la obtención de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria, pudiendo ser el origen de ésta renovable o no renovable.

Los grupos generadores de potencia cubrirán la demanda solicitada por los consumidores de todo el territorio nacional en función de lo acordado en el mercado eléctrico mayorista. La cobertura deberá ajustarse en tiempo real debido al hecho de que la tecnología actual aún no permite el almacenamiento de grandes cantidades de energía eléctrica, por lo que en cada instante la producción debe ser igual al consumo.

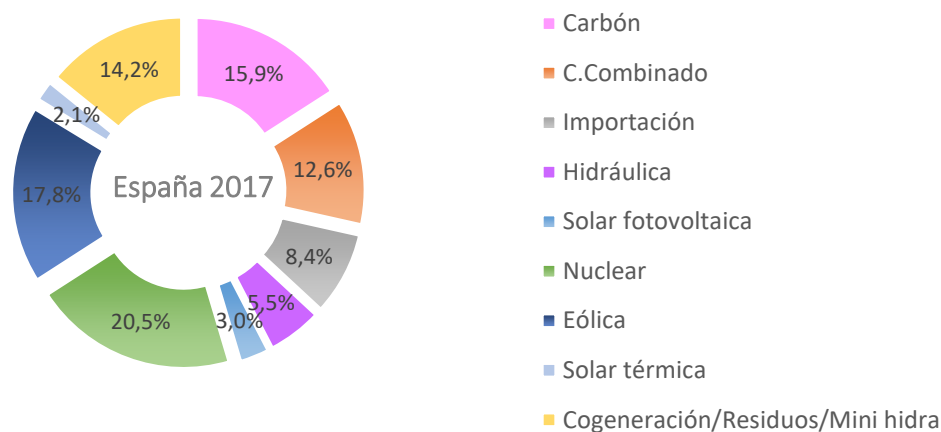


Ilustración 3. Evolución de la estructura de generación peninsular. Fuente: Principales resultados del mercado eléctrico 2017, OMIE.

En la ilustración 3 se puede apreciar el volumen de generación eléctrica en función de las distintas tecnologías utilizadas en España durante el año 2017.

Como se puede comprobar, las principales tecnologías de generación empleadas en 2017 fueron la nuclear y la eólica, seguidas por el carbón, cogeneración/residuos/mini hidráulica y los ciclos combinados.

Cabe destacar el uso de las importaciones de energía desde otros países (8,4%) y el reducido volumen de potencia generada por los grupos solares fotovoltaicos (3%).

Según el informe anual de Red Eléctrica de España de 2017, y como se puede observar en la Tabla 1, el sumatorio de todos los grupos generadores de potencia eléctrica instalados en España hace un total de 104517 MW, habiendo decrecido un 0,6 % con respecto al año anterior.

Al comparar la Ilustración 3 con la Tabla 1 se puede comprobar cómo el volumen de generación eléctrica de ciertas tecnologías y la cantidad de potencia instalada de las mismas no concuerdan, es decir, hay ciertas tecnologías que a pesar de poseer una potencia instalada menor, su contribución a la generación es relativamente alta y viceversa. Este es el caso de la energía nuclear, que con una potencia del 6,8% de la total instalada en el país, cubre un 20,5% de la demanda, y en contra partida, los ciclos

combinados generan el 12,6% de la energía consumida mientras que representan el 25,51% de la potencia nacional.

	Sistema peninsular	Sistemas no peninsulares	Total
	MW		
Hidráulica	20331	1	20332
Nuclear	7117		7117
Carbón	9536	468	10004
Fuel/gas		2490	2490
Ciclo combinado	24948	1722	26670
Hidroeléctrica		11	11
Eólica	22863	142	23005
Solar fotovoltaica	4431	244	4675
Solar térmica	2299		2299
Otras renovables	743	5	748
Cogeneración	6373	44	6417
Residuos	670	77	747
Total	99311	5206	104517

Tabla 1. Desglose de la potencia eléctrica instalada 2017. Fuente: Informe del sistema eléctrico de 2017, REE.

2.3.2 Transporte

La actividad de transporte se basa en la premisa de conectar los emplazamientos de generación de energía eléctrica con los puntos de distribución mediante una red compuesta por líneas de alta tensión.

“La red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario y la red de transporte secundario. La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte. En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares tendrán consideración de red de transporte secundario todas aquellas instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV así como las interconexiones entre islas que por su nivel de tensión no sean consideradas de transporte primario. Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de

comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida. [...] En todo caso Red Eléctrica de España S.A., actuará como transportista único desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en la presente ley”.

(Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, 2013)

La necesidad de la existencia de una red de transporte de electricidad se debe a la distribución no homogénea de la demanda de energía y a la disparidad geográfica entre los lugares de mayor consumo y los de mayor generación.

Este hecho se puede apreciar en la Ilustración 4, donde se muestra cómo la generación eléctrica se lleva a cabo en zonas de menor demanda mientras que las zonas de mayor consumo carecen de capacidad de producción (Comunidad de Madrid) y por lo tanto será necesario transportar la energía eléctrica desde los focos de producción hasta los núcleos de consumo.

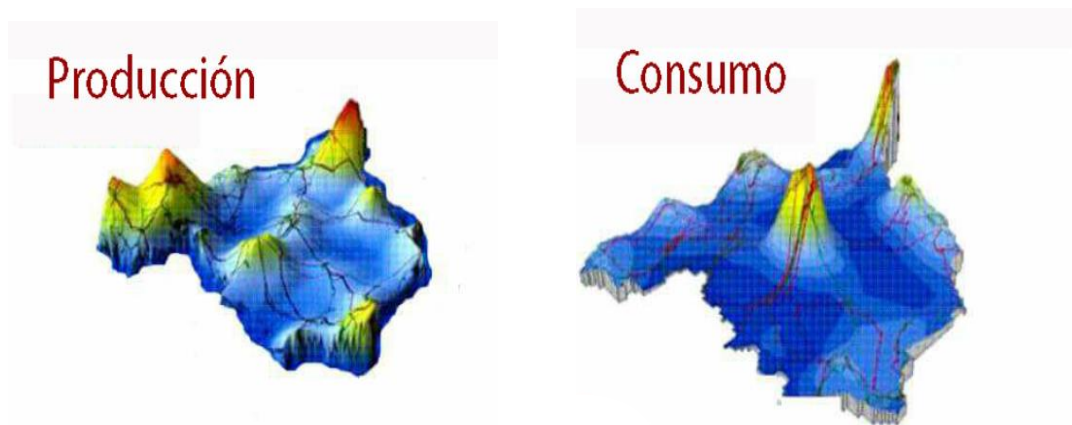


Ilustración 4. Comparativa geográfica de producción y consumo eléctricos. Fuente: REE.

Con el fin de reducir las pérdidas de potencia al mínimo durante el transporte, éste se realiza en alta tensión.

Las pérdidas energéticas serán, a su vez, proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente debido al efecto Joule. Por este motivo, se establece un valor de intensidad de corriente relativamente bajo, para lo que será necesario a su vez elevar la tensión en las líneas de transporte. Por lo tanto, cuanto mayor sea la tensión menores serán las pérdidas y por ello, como se muestra en la Tabla 2, la mayoría de las líneas son de la mayor tensión posible.

Por otra parte, la potencia generalmente se transmite en corriente alterna y mediante sistemas trifásicos aunque también existen casos en los cuales se utiliza la corriente continua (Ejemplo: enlaces submarinos Península-Islas Baleares).

	400 kV		≤220 kV		Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21729	19040	1808	1422	43998
Líneas aéreas (km)	21612	18265	1089	1146	42112
Cable submarino (km)	29	236	540	30	835
Cable subterráneo (km)	88	539	179	245	1051
Transformación (MVA)	80208	613	3273	2560	86654

Tabla 2. Kilómetros de líneas de transporte. Fuente: Informe del sistema eléctrico 2017, REE.

2.3.3 Distribución

El ejercicio de la distribución de la energía eléctrica consiste en ramificar progresivamente la red de transporte (alta tensión) por medio de la red de distribución (media y baja tensión) hasta lograr suministrar potencia a cada consumidor.

Al englobar esta red todas las ramificaciones que parten de las líneas de transporte hasta cada punto de consumo, su extensión total es superior a la red de transporte.

“Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV”.

(Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, 2013)

Mientras que la red de transporte está formada en su gran mayoría por líneas aéreas de alta tensión, la red de distribución se transforma progresivamente en función de la proximidad a núcleos urbanos. A una mayor cercanía a la población, menor será la tensión de las líneas, encontrando una tensión de tan solo 220V en los puntos de consumo doméstico. Además, menor será el contacto con las personas, pasando a ser líneas subterráneas.

La ley 24/2013 del sector eléctrico establece la metodología del cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución e indica las cuantías que los consumidores deben satisfacer para cubrir los costes del sistema, que serán fijadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

2.3.4 Comercialización

La actividad de comercialización la llevarán a cabo como expresa la Ley 54/1997 las entidades comercializadoras. Éstas se encargarán de comprar electricidad en el mercado eléctrico para después vendérsela a los pequeños consumidores.

Estas empresas se hacen cargo de gestionar tanto los pagos por la electricidad demandada como los peajes de acceso a las redes de distribución y transporte.

3. MERCADO ELÉCTRICO

Como define la ley 54/1997, el mercado de la electricidad debe reunir por una parte las ofertas de producción de energía de los grupos generadores y por otra las de compra, pertenecientes a los grupos consumidores.

Con toda esta información, será entonces el momento de la llamada casación de ofertas y establecimiento de precios. Es el, mencionado anteriormente, operador del mercado (OMIE en España, Operador del Mercado Ibérico de Energía) el responsable de la gestión de esta actividad.

En función de los resultados del proceso de casación de oferta, será el operador del sistema el encargado de impartir las instrucciones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Sin la aprobación del operador del sistema, en cuanto a las restricciones físicas y técnicas de seguridad se refiere, no se podrán llevar a cabo las actividades que solicite el mercado.

Dentro del mercado eléctrico se distingue una secuencia de actividades en función del tiempo que transcurre entre la contratación y el intercambio físico de energía. De esta manera se establece como mercado a plazos aquél en el que la contratación se realiza con más de 24 horas de antelación, mercado diario el que se celebra con 24 horas de antelación y mercados de corto plazo cuya actividad se lleva a cabo dentro de las 24 horas del día de despacho de la energía.

De esta forma se establece esta secuencia de celebración de mercados:

	MERCADO	GESTOR	Línea de tiempo
Mercado a plazo	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	t < Día anterior al día de despacho
Mercado diario	Mercado diario	OMIE	
	Mercado de restricciones	REE	t = Día anterior al día de despacho
Mercado de corto plazo	Mercado de servicios complementarios	REE	
	Mercado intradiario	OMIE	
	Mercado de gestión de desvíos	REE	t = Día de despacho

Tabla 3. Secuencia de mercados. Fuente: elaboración propia.

3.1 Tipos de mercados

3.1.1 Mercado a plazo/ de futuros

En este mercado se realizan contratos de compraventa de energía eléctrica entre productores y consumidores de manera anticipada (días, semanas, meses) al momento de la generación y consumo de dicha energía.

Los contratos se realizan como contratos bilaterales con condiciones negociadas y adaptadas al comprador y vendedor (contratos a plazo a través del llamado mercado financiero *Over The Counter*, OTC, sin ningún tipo de regulación), por medio de la contratación de productos estandarizados en mercados organizados como el OMIP (Operador del Mercado Ibérico de energía polo Portugués), en subastas e incluso mediante intermediaciones de brókeres.

El objetivo tanto de compradores como de vendedores al acudir al mercado eléctrico de futuros es el de tratar de asegurar su compra/venta fijando un precio acordado mutuamente. De esta forma el consumidor se aseguraría cubrir su demanda evitando el riesgo de acudir al mercado diario y no ser casada su oferta de compra si los precios son mayores a los que está dispuesto a pagar, y por lo tanto no recibir la energía que necesita.

En el caso de los productores, éstos se asegurarían una venta con un precio fijo eludiendo la posibilidad de que en el mercado diario los precios sean más bajos de lo que está dispuesto a vender su producción.

De esta manera los consumidores y generadores fijan un precio de la electricidad con el fin de tratar de asegurar su consumo/producción y reducir las posibilidades de verse afectados por subidas o inflaciones del irregular precio del mercado diario, sensible a variaciones meteorológicas.

3.1.2 Mercado diario

El mercado diario se oficia el día anterior a la entrega de la energía. En él se lanzan ofertas de producción y demanda para cada hora del día siguiente, el día de despacho.

Por otra parte, las ofertas estarán basadas en los costes de oportunidad de sus centrales generadoras independientemente de sus costes variables o fijos. Con ello se asigna de una manera eficiente la demanda haciendo además un uso óptimo de los recursos.

El operador del mercado recibe las ofertas y las organiza creando 48 curvas: una curva de generación y una curva de demanda para las 24 horas del día de despacho. Para cada hora se obtendrá un precio de mercado de la electricidad.

En la curva de generación se ordenan de menor a mayor precio las ofertas, quedando las producciones más baratas para esa hora del día en el origen de la curva como suelen ser centrales hidráulicas fluyentes, centrales de fuentes renovables o nucleares.

La curva de demanda está formada por las ofertas de los consumidores ordenadas de mayor a menor precio. Los pequeños consumidores como las unidades domésticas y los pequeños negocios participan en el mercado diario a través de comercializadoras, quienes ofertarán su demanda al máximo precio posible que permite el OMIE: 180€/MWh; para garantizar el suministro eléctrico y serán los medianos (industria y servicios) y grandes consumidores (transporte ferroviario y grandes industrias) los que ofertarán distintos precios de electricidad para su consumo.

En el caso español, la energía producida por instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, las de cogeneración de alta eficiencia tendrán prioridad de despacho frente al resto en caso de igualdad en las ofertas y siempre y cuando se cumplan los requisitos de seguridad y eficiencia (Ley 24/2013 del sector eléctrico).

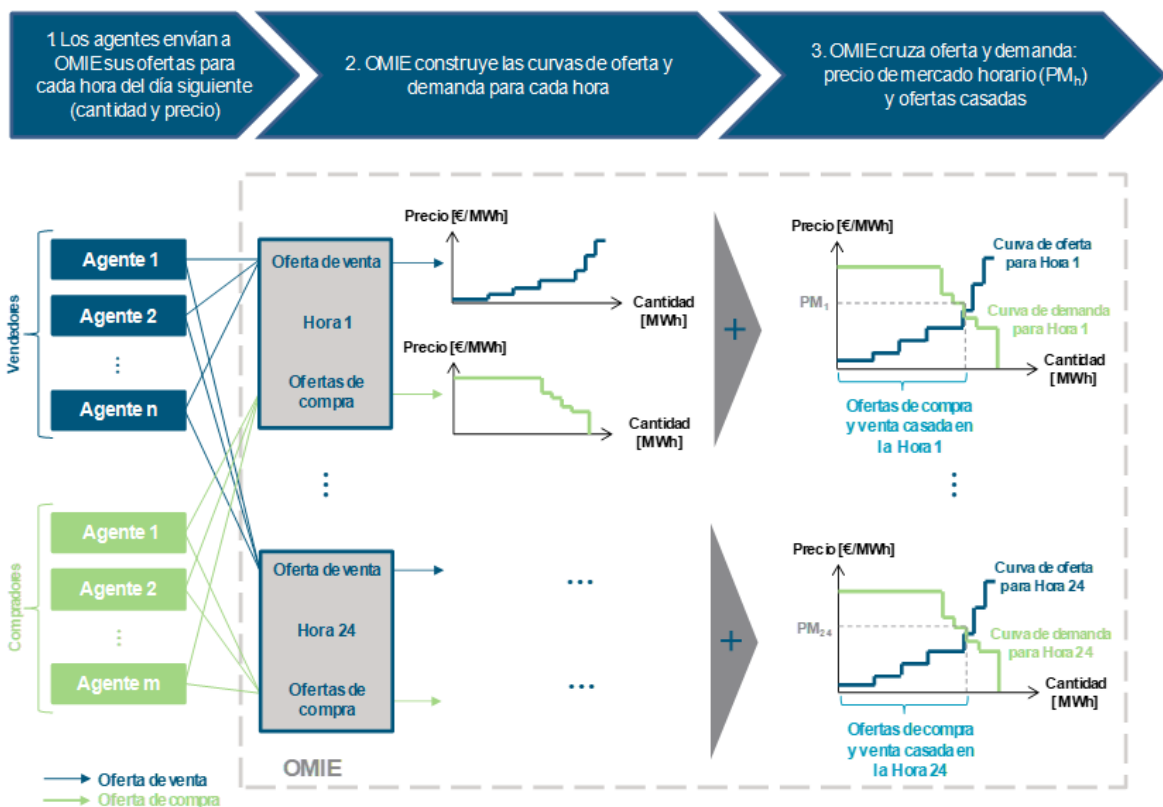


Ilustración 5. Casación de ofertas del mercado diario. Fuente: Energía y Sociedad.

Las curvas de ofertas de suministro y demanda de energía eléctrica se construyen como se observa en la Ilustración 5. De esta manera, se cubrirán las necesidades de los consumidores que estén dispuestos a pagar un precio superior al de las ofertas de generación. El precio final del mercado será el obtenido al cubrirse la demanda con la generación más barata y se corresponderá con el punto de corte de ambas curvas. Desde este punto hacia la derecha, las ofertas de generación exigen un precio demasiado alto y las ofertas de demanda un precio demasiado bajo, por lo que no serán casadas.

Tal y como estipula la ley del sector eléctrico, el mercado diario de la electricidad es un mercado de tipo marginalista. Esto conlleva que a pesar de que cada oferta trata de comprar/vender energía a un precio específico, el precio del kilovatio hora será el mismo para todos y será el obtenido a partir de la casación.

De esta forma aquellos generadores que consigan un menor coste de oportunidad de producción lograrán un beneficio mayor ya que el margen entre el bajo precio de su oferta y el casado será más amplio.

3.1.3 Mercado a corto plazo

Este mercado se lleva a cabo a pocas horas antes del despacho de la energía con el fin de reajustar la casación frente a posibles cambios inesperados en las ofertas. Con el fin de ajustar la generación y el consumo de energía de productores y consumidores acordado en el mercado diario, se celebra el mercado intradiario en seis sesiones. Los agentes que hayan participado en el mercado diario tendrán la oportunidad de realizar nuevas ofertas de compra y venta de energía con el fin de seguir de forma más precisa sus perfiles de consumo y producción previstos.

En el llamado mercado de ajustes, los productores y consumidores ofrecerán distintos mecanismos de ajustes, a modo de servicios, en mercados organizados por el operador del sistema. Su fin es el de poder equilibrar en caso de que fuera necesario y en tiempo real la generación y demanda de energía y de esta forma lograr garantizar la estabilidad y seguridad física del sistema y por lo tanto del suministro.

La ejecución de las maniobras en tiempo real se llevará a cabo por el operador del sistema.

4. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

4.1 España

En la península Ibérica existe un mercado de la electricidad compartido entre España y Portugal, es el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). Este mercado ibérico se creó con la intención de iniciar el desarrollo de un mercado eléctrico común.

El polo español de este mercado es el OMIE, con el papel de operador del mercado; mientras que el polo portugués es el OMIP, la entidad responsable de la gestión del mercado de futuros. Entre ambas partes se coordina el mercado ibérico en su conjunto.

En el caso del OMIE, es el responsable de celebrar los mercados diario e intradiario y es aquí (mercado diario) donde se produce, a pesar de ser un mercado conjunto para ambos países, el llamado *Market Splitting* (separación de mercados).

En condiciones normales, es decir, llevando a cabo la obtención de un precio de la energía eléctrica de mercado de la casación de ofertas y, siempre que las circunstancias lo permitan, pudiendo realizar un intercambio de energía internacional; el precio de la energía será el mismo para ambos países.

Sin embargo, en el momento en el que las líneas de interconexión bidireccional España-Portugal se pudieran saturar debido a una casación tal que el flujo de energía fuese superior a la capacidad de la propia línea, se llevaría a cabo la separación de mercados. De esta forma la línea de conexión transnacional soportaría su flujo de potencia máximo no pudiéndose realizar la compraventa de energía propuesta por el mercado.

La separación de los mercados español y portugués daría lugar a la creación de dos casaciones distintas (una para cada país), de las que se obtendrían también dos precios diferentes.

La separación de mercados se llevó a cabo el 6,7% del tiempo en 2017 según el Informe de precios 2017 publicado por OMIE.

Además, conociendo el volumen de energía consumido en el país (268000 GWh) y el comercializado en el mercado diario (223850 GWh) se puede calcular que en torno a un 80% de la energía se gestiona en dicho mercado.

Por otra parte, el precio final de la electricidad se conforma mediante la adición de tres componentes: la parte correspondiente a la energía, el componente relativo a costes regulados y la parte referida a impuestos.

4.1.1 Componente de la energía

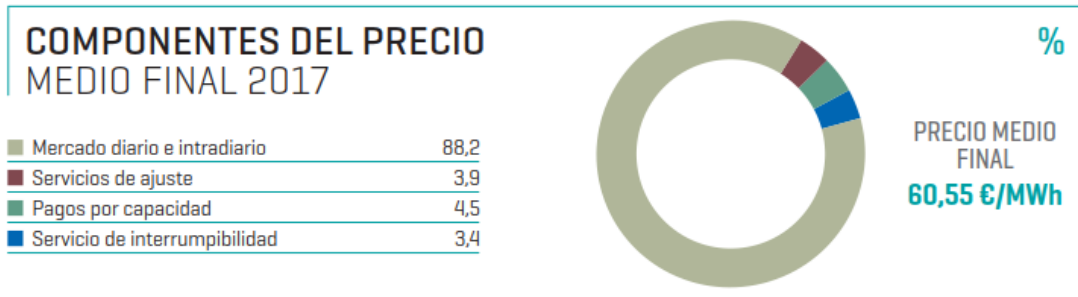


Ilustración 6. Componentes del precio medio final 2017. Fuente: REE.

El factor energético del precio de la electricidad trata de abarcar los costes de la generación de energía eléctrica.

Primeramente, se tienen en cuenta los costes asociados a la generación en sí. El operador del mercado, en los mercados diario e intradiario, obtiene el precio de mercado de la electricidad por medio de la casación de las curvas de oferta y demanda como se ha mencionado en el apartado anterior. Este precio representó en el 88,19% del precio final en 2017 según el Informe de precios 2017 del OMIE (Tabla 3).

A continuación, se añaden los pagos por capacidad, los del servicio de interrumpibilidad y los de los servicios de ajuste que se explicarán en los siguientes apartados.

Por lo tanto se puede calcular el valor de cada componente del precio medio final de la electricidad en España en 2017:

	%	€/MWh
mercado diario e intradiario	88,2	53,41
servicios de ajuste	3,9	2,36
pagos por capacidad	4,5	2,72
servicio de interrumpibilidad	3,4	2,06
	100	60,55

Tabla 3. Valor de los componentes del precio medio final España 2017. Fuente: elaboración propia.

a. Mercado mayorista: mercados diario e intradiario

Según el informe de precios anual de 2017 del Operador del Mercado Ibérico de la energía polo Español (OMIE), el precio medio final de la energía de la zona española en el mercado eléctrico diario se situó en 2017 en 52,24 €/MWh.

El precio fue superior en los meses de invierno y verano y menor en otoño y primavera alcanzándose el precio medio máximo del mercado diario en el mes de enero con 71,49 €/MWh, como se observa en la Ilustración 7 y Tabla 4.

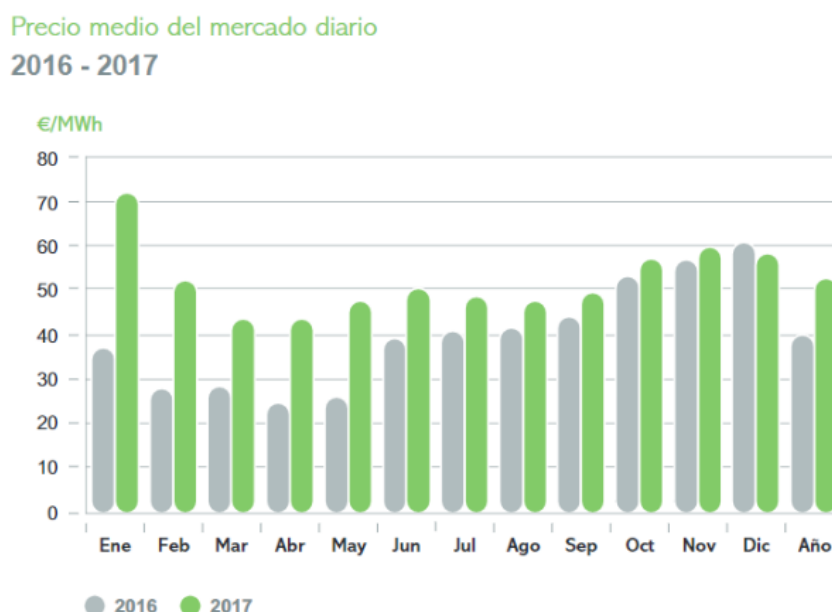


Ilustración 7. Precio medio del mercado diario. Fuente: OMIE.

En el caso del mercado intradiario, sus precios siguen una tendencia similar a los del mercado diario como se puede observar en la Ilustración 8. Además, el precio medio mensual varía muy ligeramente al del mercado diario, entre un 0,04 hasta un -0,05 €/MWh con respecto al precio diario.

A pesar de las posibles variaciones que pudiera brindar el mercado intradiario en el precio final, la media anual del precio del mercado intradiario es de 0,00€/MWh (como se puede comprobar calculándolo de los datos de la Ilustración 11 y que aparece resumido en la Tabla 6) con respecto al precio del diario por lo que su contribución al precio final es del 0,00%.

Si se presta atención a los precios de 2017 de la Ilustración 8 se puede ver cómo a pesar de obtener un precio intradiario medio anual distinto al del diario, al corresponderse un volumen de energía casada muy inferior del total de la energía contratada en el MIBEL, su relevancia en el precio medio global sigue siendo de un 0,00%.

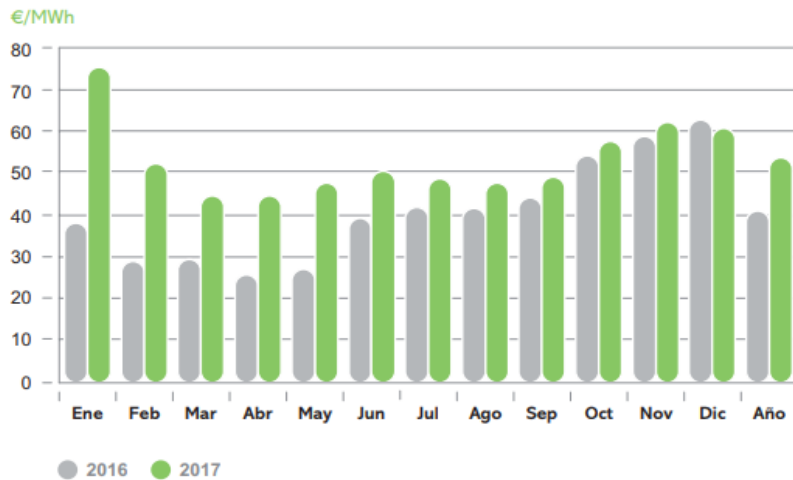


Ilustración 8. Precio mensual medio del mercado intradiario. Fuente: OMIE.

	Mercado diario	Mercado intradiario	Restricciones	Asig. Secundaria	Otros procesos	Pago por capacidad	TOTAL	
ENERO	€/MWh	73,56	0,03	1,65	0,87	2,26	3,26	81,62
	%	90,12	0,04	2,02	1,06	2,77	3,99	100
FEBRERO	€/MWh	53,04	0,01	2,06	0,65	2,29	3,17	61,22
	%	86,63	0,02	3,36	1,06	3,74	5,18	100
MARZO	€/MWh	43,93	0,01	2,36	0,52	2,3	2,52	51,65
	%	85,05	0,02	4,58	1	4,46	4,88	100
ABRIL	€/MWh	44,2	0	2,49	0,69	2,37	2,38	52,13
	%	84,78	0,01	4,77	1,33	4,55	4,56	100
MAYO	€/MWh	47,6	0	1,48	0,65	2,14	2,35	54,22
	%	87,79	0	2,73	1,19	3,95	4,33	100
JUNIO	€/MWh	50,77	0	0,71	0,5	2,03	2,9	56,92
	%	89,2	0	1,25	0,88	3,57	5,1	100
JULIO	€/MWh	49,14	-0,01	1,19	0,43	1,96	3,22	55,93
	%	87,86	-0,02	2,13	0,77	3,51	5,75	100
AGOSTO	€/MWh	48,04	-0,01	1,9	0,46	2,1	2,16	54,66
	%	87,89	-0,02	3,48	0,84	3,84	3,96	100
SEPTIEMBRE	€/MWh	49,55	-0,03	1,61	0,47	2,28	2,5	56,39
	%	87,88	-0,05	2,85	0,84	4,05	4,43	100
OCTUBRE	€/MWh	57,63	-0,03	1,26	0,82	2,87	2,41	64,96
	%	88,72	-0,05	1,94	1,26	4,42	3,71	100
NOVIEMBRE	€/MWh	60,52	0,02	0,84	0,61	2,28	2,58	66,85
	%	90,54	0,03	1,26	0,91	3,41	3,86	100
DICIEMBRE	€/MWh	60,16	0	1,11	0,95	2,15	3,15	67,51
	%	89,11	-0,01	1,64	1,41	3,18	4,67	100

Tabla 4. Componentes mensuales del precio total de la electricidad en el mercado mayorista 2017. Fuente: OMIE.

Mercado\ Proceso	Ene-2017/Dic-2017	
	€/MWh	%
Mercado diario	53,41	88,19%
Mercado intradiario	0,00	0,00%
Restricciones	1,54	2,55%
Reserva de potencia a subir	0,11	0,18%
Asig. Secundaria	0,63	1,05%
Otros procesos	0,08	0,13%
Pago por capacidad	2,73	4,50%
Servicio de interrumpibilidad	2,06	3,40%
Total	60,57	100%

Tabla 5. Precio horario final medio. Fuente: OMIE.

b. Servicios de ajuste:

Al no poder almacenarse energía eléctrica en grandes cantidades, la producción de las centrales de generación debe ser, en cada instante y de forma precisa, igual al consumo para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, como se ha mencionado anteriormente.

El balance entre generación y demanda debe alcanzarse en todo momento para evitar desequilibrios, que se traducirán en variaciones del valor nominal de la frecuencia del sistema, 50 Hz.

Al ser ésta una operación técnica del sistema eléctrico, su responsabilidad recae sobre el operador del sistema (REE). Para lograrlo, se realiza una previsión de la demanda de energía para cada instante como referencia para organizar la generación de las centrales.

Como la previsión no siempre es ideal y la casación es una curva discreta, surgen discrepancias entre la demanda prevista y la real. El equilibrio entre producción y consumo se alcanzará ordenando a los grupos generadores el aumento o disminución de la generación eléctrica en función de la demanda instantánea.

El operador del sistema organizará el llamado mercado de ajustes o servicio de ajustes, mediante el cual se adapta la producción planeada en el mercado diario e intradiario y mercado a plazos a las condiciones de seguridad, fiabilidad y calidad del sistema eléctrico, mediante imposición de restricciones técnicas, oferta de servicios complementarios y la gestión de desvíos.

i. Restricciones técnicas:

Tras obtenerse los resultados de los programas de generación-demanda de la casación de ofertas, se realiza un análisis de la viabilidad de dicha producción en términos de calidad, seguridad y fiabilidad (el operador del sistema actuará según el Procedimiento de Operación 3.2 del sistema eléctrico).

Para verificar la operabilidad del sistema se llevan a cabo simulaciones de la red eléctrica para dicho programa de generación en distintas situaciones que se pudiesen dar y pudieran afectar a la funcionalidad del proceso. De esta forma se obtienen las restricciones técnicas que habría que solucionar.

Así pues, el operador del sistema reestructura el programa de generación-demanda de forma que se salven las restricciones técnicas identificadas previamente apoyándose en las ofertas enviadas por los generadores para bajar o subir energía.

ii. Servicios complementarios:

Los servicios complementarios son ofrecidos por los grupos generadores con el fin de poder ajustar en tiempo real el equilibrio generación-demanda.

Estos servicios quedan recogidos en el procedimiento de operación 1.5 del sistema eléctrico, encontrándose tres tipos de servicios complementarios:

- Regulación primaria: se efectúa al encontrarse un desequilibrio entre la generación y la demanda en el sistema, que se percibiría como una variación del valor nominal de la frecuencia del mismo. Así pues, los grupos generadores deberán modificar su potencia generada (tanto en aumento como en disminución), y lo harán de forma automática gracias a la actuación de su regulador de velocidad de los generadores eléctricos.

Debido a su relevancia en el ajuste del equilibrio de la red, este servicio será obligatorio para todos los grupos generadores y además no será remunerado.

La actuación de este servicio debe realizarse de forma automática y en tiempo real, de manera que su adaptación a las circunstancias de cada instante del sistema se realice en un tiempo inferior a los 30 segundos y mantenerse durante 15 minutos, hasta ser sustituido por la regulación secundaria.

- Regulación secundaria: este servicio complementario se basa en la premisa de proveer de un margen de variación de potencia de darse el caso de un desequilibrio significativo no previsto entre generación y demanda. Para ello, el margen de potencia deberá poder gestionar de forma automática y en tiempo real el aumento o disminución de la producción de energía eléctrica con el fin de equilibrar el sistema.

La regulación secundaria entrará en juego antes de los 30 segundos tras haber aparecido el desajuste y haber actuado la regulación primaria.

Diariamente, tras haberse celebrado el mercado de restricciones técnicas y previo a éste el mercado diario, se convoca el mercado de servicios complementarios ofertándose para cada hora del día el margen de capacidad al operador del sistema, quien asigna la banda requerida, y escogiendo éste el de mínimo coste.

Al igual que el mercado diario, tras la casación se obtendrá un precio (marginalista) con el que se remuneran los servicios de margen de capacidad de producción, así como la energía consumida si se diera el caso, a los generadores cuyas ofertas han sido seleccionadas.

- Regulación terciaria: este tercer tipo de regulación se utiliza como remplazo de la regulación secundaria. En el caso de hacer uso del margen de capacidad de regulación secundaria que los grupos generadores han ofertado en el mercado de servicios complementarios, esta banda de potencia quedaría inutilizada si se diera el caso de necesitarla de nuevo. Para salvar este inconveniente entra en juego la regulación terciaria: potencia disponible para subir o bajar, en un tiempo inferior a 15 minutos, del conjunto de grupos generadores del sistema.

Dada su relevancia, este servicio es de carácter obligatorio para todos aquellos grupos que puedan disponer de él, debiendo ofrecer toda su capacidad no casada previamente en los mercados anteriores.

En el caso de ser escogidos (según el precio que hayan ofertado) por el operador del sistema y exigírseles su puesta en marcha, tendrán la obligación de ser capaces de mantener dicha potencia en servicio durante un periodo de dos horas, por lo que serán remunerados.

iii. Gestión de desvíos:

Este tipo de servicio de ajustes es utilizado para gestionar los desequilibrios que pudieran ser previstos en el día de despacho entre sesiones del mercado intradiario.

Los grupos productores de potencia eléctrica comunicarán al operador del sistema las desviaciones previstas con respecto a la generación declarada en el mercado diario (variaciones de la producción renovable debido a la climatología, ...).

Según marca el Procedimiento de Operación 3.3, el mercado de desvíos únicamente se organizará en el caso de preverse una desviación igual o superior a los 300MW en algún periodo entre las celebraciones de dos sesiones de mercado intradiario.

En el caso de celebrarse el mercado de desvíos, el operador del sistema pedirá a los grupos generadores ofertas para aumentar o disminuir su producción programada.

	GWh	
	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PDBF)	11035	739
Regulación secundaria	1203	1212
Regulación terciaria	2348	1806
Gestión de desvíos	1006	760
Restricciones técnicas en tiempo real	207	434
Energía total gestionada	20751	

	€/MWh	
	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PDBF)	81,5	48,2
Regulación secundaria	54,8	45
Regulación terciaria	64,3	32,8
Gestión de desvíos	66,5	38,2
Restricciones técnicas en tiempo real	19,1	27,9

Tabla 6. Resumen servicios de ajuste. Fuente: REE.

En la Tabla 8 se pueden apreciar las repercusiones en términos de volumen de energía y de precio ponderado de cada apartado de los servicios de ajuste. Atendiendo a los datos de la Tabla 5 y haciendo el cómputo global de los apartados “Restricciones”, “Reserva de potencia a subir”, “Asignación Secundaria” y “Otros Procesos” se puede recalcular el peso porcentual de los servicios de ajustes en el precio medio de la Ilustración 8: 3.9%.

c. Pérdidas

Debido al efecto Joule (explicado anteriormente), el transporte de la energía desde los grupos generadores hasta los puntos de consumo conlleva una pérdida de energía eléctrica. Serán los consumidores los que fijen la cantidad que demandan por lo que los productores tendrán que proveer la energía eléctrica requerida además de las pérdidas que se puedan producir en las redes de transporte y distribución.

Por lo tanto, los consumidores tendrán que costear toda la energía producida para ellos: la realmente consumida y la no consumida debido a su pérdida en las redes.

A los comercializadores y consumidores directos se les aplicarán coeficientes de pérdidas o coeficientes de liquidación de la energía del mercado horarios reales. Éstos serán calculados por Red Eléctrica de España teniendo en cuenta las pérdidas reales medidas en las redes y se determinarán en función del nivel de tensión y peaje de acceso y, en su caso, perfil de consumo (Real Decreto 216/2014).

A continuación, se presenta un ejemplo del cálculo realizado por el Operador del Sistema de los coeficientes de pérdidas de la red de transporte (Ilustración 9). En ésta se puede encontrar cada coeficiente de pérdidas esperado para cada hora del día 1 de febrero de 2018 en cada nudo de la red de transporte.

En consecuencia de la complejidad del cálculo de los costes asociados a las pérdidas, debido a la multitud de variables y factores necesarios y la relativamente baja representatividad de estos costes, se hará una estimación de los mismos en el apartado de casos de estudio.

d. Gestión comercial

En el caso del Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC) sí que existe un coste regulado relacionado con la gestión comercial que se establece según el Real Decreto 216/2014.

En el resto de casos, es decir, los no regulados, no existe ninguna regularización referida a la gestión comercial y dependerá del contrato establecido entre las comercializadoras y los consumidores.

El valor de la componente del precio final de la electricidad relativo a la gestión comercial será estipulado en 0,3 €/MWh como valor medio típico.

4.1.2 Componente de costes regulados

Debido a la segregación de las actividades del sector eléctrico en España desde la ley 54/1997, y su comienzo de liberalización, entre reguladas y de libre competencia, se encuentran definidos los precios/costes por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo de aquellas actividades consideradas como monopolios naturales:

a. Peajes de acceso

Los peajes de acceso forman parte de los cargos estipulados por el ministerio como pago por la conexión, de tanto consumidores como productores, a las redes de transporte y distribución (actividades reguladas, monopolios naturales) de energía eléctrica, siendo restablecidos y revisados anualmente.

Las redes de distribución y transporte deberán tener la capacidad de suministrar la potencia requerida y contratada por los consumidores en todo momento, por lo que deberán estar preparadas para ello.

En consecuencia, una parte de los peajes se compone de un término de potencia en función de la acordada por el consumidor y transportista/distribuidor. Por este motivo esta parte del peaje será fija, independientemente de la energía consumida.

Por otra parte, existe un término variable que dependerá de la cantidad de energía eléctrica demandada por los clientes. Éste será el término de energía.

Los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2017 quedan regidos por la Orden ETU/1976/2016 mientras que su descripción y estructura vienen enunciadas en la Orden ITC/1659/2009, los Reales Decretos 1164/2001 y 647/2011.

En estos documentos también se explica la naturaleza de las distintas tarifas eléctricas a las que se pueden acoger los consumidores en función de sus

necesidades, clasificándolas según la tensión de conexión y la discriminación horaria que se requiera.

La Orden ETU/1976/2016 indica que los valores de los peajes vigentes se mantienen constantes desde 2014 excepto para las tarifas de alta tensión 6.1A y 6.1B que vendrán definidos en la Orden IET/2444/2014 y Orden IET/2735/2015 respectivamente. El resto de las tarifas quedan descritas en la Orden IET/107/2014.

El conjunto de tarifas de baja y media tensión queda así resumido:

Tarifas de baja tensión (V ≤ 1 kV)								
		Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (€/kWh)					
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3		
2.0 A	P ≤ 10 kW	38,043426	0,044027					
2.0 DHA	P ≤ 10 kW	38,043426		0,062012	0,002215			
2.0 DHS	P ≤ 10 kW	38,043426		0,062012	0,002879	0,000886		
2.1 A	10 kW ≤ P ≤ 15 kW	44,44471	0,05736					
2.1 DHA	10 kW ≤ P ≤ 15 kW	44,44471		0,074568	0,013192			
2.1 DHS	10 kW ≤ P ≤ 15 kW	44,44471		0,074568	0,017809	0,006596		
		Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (€/kWh)					
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0 A	P > 15 kW	40,728885	24,43733	16,291555	0,018762	0,012575	0,00467	

Tabla 7. Tarifas de acceso baja tensión 2017. Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Tabla 7, hay varias tarifas de acceso que implican una discriminación horaria que comprende distintos periodos horarios según los cuales se aplicará un término diferente en función del momento en el que se realiza el consumo.

En el caso de la discriminación horaria de dos periodos (Tarifa 2.0 DHA), los periodos quedan definidos según indica la tabla a continuación:

INVIERNO		VERANO		
P1	P2	P1	P2	
12-22	0-12 22-24	13-23	0-13	23-24

Tabla 8. Periodos tarifarios 2.0DHA. Fuente: Orden ITC/1659/2009.

Para las tarifas 3.0A (baja tensión) y 3.1A (alta tensión), la discriminación horaria consta de 3 periodos diferenciados que son:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18 22-24	0-8	9-13	8-9 13-24	0-8
2	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
3	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
4	19-23	8-19 23-24	0-8	20-24	0-1 9-20	1-9

Tabla 9. Periodos tarifarios 3.0A y 3.1A 2017. Fuente: Real Decreto 1164/2001.

Además, estos periodos son distintos según las Comunidades Autónomas (zonas) donde se aplique la tarifa:

- Zona 1: Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco, Castilla y León, La Rioja, Navarra, Aragón, Cataluña, Madrid, Castilla-La Mancha, Extremadura, Valencia, Murcia y Andalucía.
- Zona 2: Baleares.
- Zona 3: Canarias.
- Zona 4: Ceuta y Melilla.

Para las tarifas de alta tensión del tipo 6.X, los periodos tarifarios son 6:

Periodo tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22			
2	De 8 a 16 De 22 a 24			
3		De 9 a 15		
4		De 8 a 9 De 15 a 24		
5			De 8 a 24	
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 10. Periodos tarifarios 6X 2017. Fuente: Real Decreto 1164/2001.

El conjunto de tarifas de alta tensión queda así resumido:

		Tarifas de alta tensión					
		Término de potencia (€/kW y año)			Término de energía (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1 A	1 kV ≤ V ≤ 36 kV	59,173468	36,490689	8,367731	0,014335	0,012754	0,007805
		Término de potencia (€/kW y año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1 A	1 kV ≤ V ≤ 30 kV	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1 B	30 kV ≤ V ≤ 36 kV	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
6.2	36 kV ≤ V ≤ 72,5 kV	22,158348	11,08763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	72,5 kV ≤ V ≤ 145 kV	18,916198	9,466286	6,92775	6,92775	6,92775	3,160887
6.4	V > 145 kV	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	Conexiones internacionales	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
		Término de energía (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1 A	1 kV ≤ V ≤ 30 kV	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1 B	30 kV ≤ V ≤ 36 kV	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2	36 kV ≤ V ≤ 72,5 kV	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72,5 kV ≤ V ≤ 145 kV	0,015048	0,011234	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	V > 145 kV	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	Conexiones internacionales	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Tabla 11. Tarifas de acceso alta tensión 2017. Fuente: elaboración propia.

En este tipo de discriminación horaria las tarifas varían en función del tipo de día. Los tipos de días definidos por el Real Decreto 1164/2001 son:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extrapeninsulares e insulares.
- Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda en los sistemas extrapeninsulares e insulares.

Identificándose las temporadas como:

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

El cálculo de los peajes de acceso resultará de sumar:

- el producto de la componente de la energía [€/MWh] y la cantidad correspondiente al consumo [MWh] (se calculará individualmente para cada horario tarifario y después se realizará el sumatorio de todos ellos)
- el producto del término de potencia [€/MWaño] y la potencia consumida en cada horario tarifario [MWaño] (se calculará individualmente para cada horario tarifario y después se realizará el sumatorio de todos ellos)

Además del componente de energía y el componente de potencia existen unos costes asociados a las retribuciones del Operador del Mercado (polo español) y el Operador del Sistema:

- Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2017: según la Orden ETU/1976/2016, a partir de la entrada en vigor de la misma, los comercializadores, consumidores directos y gestores de cargas deberán abonar al Operador del Mercado 0,02476 €/MWh.
- Retribución del operador del sistema para 2017: según la Orden ETU/1976/2016, a partir de la entrada en vigor de la misma, los comercializadores, consumidores directos y gestores de cargas deberán abonar al operador del sistema 0,10865 €/MWh.

b. Pagos por capacidad

Los pagos por capacidad son una herramienta utilizada por los mercados para incentivar la inversión en grupos generadores de intervalos de funcionamiento muy bajo de forma que siempre exista una potencia instalada (sobredimensionada) disponible para poder cubrir toda la demanda en horas punta (horas de máximo consumo) en caso de necesidad.

La orden ETU/1976/2016 de 23 de diciembre por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017 se indica que el precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad de 2017 seguirá lo descrito en la orden IET/2735/2015 y especificado en la Tabla 12.

Peajes de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad €/kWh (b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Peajes de baja tensión						
2.0 A (Pc 10kW)	0,00463					
2.0 A (Pc 10kW)	0,004771	0,000805				
2.0 A (Pc 10kW)	0,004771	0,001087	0,000644			
2.0 A (Pc 10kW)	0,00463					
2.0 A (Pc 10kW)	0,004771	0,000805	0,000644			
2.0 A (Pc 10kW)	0,004771	0,001087				
2.0 A (Pc 10kW)	0,008374	0,004304	0,000058			
Peajes de alta tensión						
2.0 A (Pc 10kW)	0,006432	0,003463	0			
2.0 A (Pc 10kW)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0
2.0 A (Pc 10kW)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0
2.0 A (Pc 10kW)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0
2.0 A (Pc 10kW)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0
2.0 A (Pc 10kW)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0

Tabla 12. Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad. Fuente: IET/2735/2015.

c. Servicio de interrumpibilidad:

Este servicio ofrece la posibilidad de responder rápidamente en la operación del sistema ante situaciones de desequilibrio entre generación y demanda.

Para ello, el operador del sistema activa una orden de reducción de potencia a aquellos consumidores que se hayan acogido a este servicio, principalmente la gran industria.

Esta necesidad puede deberse a una pérdida repentina de generación o a un despunte extraordinario de demanda que puedan comprometer la estabilidad del sistema eléctrico.

Tras la actualización de la normativa (Orden IET/2013/2013 y Orden IET/1752/2014), este servicio también se podrá poner en marcha por motivos económicos, es decir, el suministro se podrá reducir o interrumpir en el caso de que el coste de del corte de suministro sea inferior que el coste de los servicios de ajuste del sistema.

La asignación de este servicio se realiza mediante un sistema de subastas en las que los competidores (proveedores del servicio) pujan por ofrecer el servicio al menor precio posible y ser así escogidos por el operador del mercado bajo la supervisión de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) y las indicaciones de la Orden IET/2735/2015.

Los costes asociados al servicio de interumpibilidad en el precio final de la energía eléctrica representaron el 3,4% del total en 2017 (Tabla 4), es decir, 2,06 €/MWh

d. Eficiencia energética

Con el fin de reducir el impacto de las actividades humanas sobre el planeta, la Unión Europea se encaminó en crear un marco común europeo relativo a las emisiones de gases de efecto invernadero, la eficiencia energética y las fuentes de energía.

Europa se impuso en 2010 como ruta a seguir los objetivos de la Estrategia 2020 que consiste en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, obtener un 20% de la energía a partir de fuentes renovables y aumentar la eficiencia energética un 20%.

Viendo que éste último objetivo quedaba lejos de cumplirse, el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea dictaminaron la directiva 2012/27 con el fin de fomentar la toma de decisiones encaminadas a cumplir el objetivo preestablecido para 2020.

Mediante la Ley 18/2014 se instauró en España el Fondo Nacional de Eficiencia Energética con la finalidad de financiar mecanismos de apoyo económico, asistencia técnica, formación e información entre otros; con el objetivo de aumentar la eficiencia energética en los sectores consumidores de energía de forma que contribuyan a lograr la meta de ahorro energético nacional aplicado desde las directivas europeas.

La cuota anual llamada *de obligación de ahorro* será del 1,5% del valor de la energía comercializada.

El cómputo promedio de la aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética que recae sobre cada consumidor será igual a la suma monetaria total aportada al fondo (205,4 millones de € según la Orden ETU/258/2017) dividida por la cantidad energética total vendida en España (en 2016 fue de 793701 GWh según la Orden ETU/257/2018). La contribución resultante es de 0,259 €/MWh.

4.1.3 Impuestos

Impuesto de la Electricidad (IME):

La Ley 66/1997 introdujo un nuevo impuesto especial de fabricación, el Impuesto de la Electricidad, modificado tiempo después mediante la Ley 38/1992 de impuestos especiales y la Ley 24/2013 del sector eléctrico y posteriormente a través de la Ley 28/2014.

Este impuesto afecta al consumo de la electricidad y se aplicará en todo el territorio nacional.

Según la Ley 28/2014 se aplicará el 5,1127% al importe total, es decir a la suma del componente de la energía y de los costes regulados.

Con el objeto de mantener la competitividad de las actividades industriales cuyo consumo eléctrico represente más del 50% de coste del producto final, así como aquellas cuya compra de energía eléctrica sea igual o superior al 5% del valor de la producción además de las actividades agrícolas intensivas en electricidad, se establece una reducción del 85% en la base imponible del impuesto.

(Fuente: *48.5 Cuotas e impuestos aplicables, Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía.*)

Atendiendo a la publicación de la Agencia Estatal de Administración Tributaria *6.Impuesto sobre la electricidad*, la base imponible del impuesto se conforma del resultado de multiplicar el importe total que se habría determinado como base imponible del IVA por el factor 1,05113. Este último concepto representa el 4.864% del importe facturado sin IVA y se justifica en la idea de lograr una recaudación igual a la que se obtenía con el desaparecido recargo sobre la minería del carbón.

Es decir, el cálculo del IME corresponde a la siguiente expresión:

$$IME = 4,864\% \cdot (Costes \textit{ Energía} + Costes \textit{ Potencia}) \cdot 1,05113 \% = 5.1127\% \cdot \sum Costes$$

Impuesto Municipal:

Existe una tasa municipal a aplicar sobre los costes de energía y regulados, excepto los relativos a los peajes de acceso, de 1,5% para abonar al término municipal por la instalación de las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica según la Ley Reguladora de las Haciendas locales de 2004.

4.2 Francia

El sector eléctrico francés se caracteriza por su apuesta por la energía nuclear, la que representa casi la mitad de la potencia instalada en todo el país.

Este hecho tiene como origen la crisis del petróleo de la década de los 70, momento en el que la demanda de energía eléctrica en el país estaba en auge, y dicho elemento era su principal fuente de energía para la producción eléctrica. Fue entonces cuando Francia optó por tratar de independizarse de esta fuente de energía basando su sector en la energía nuclear.

No fue hasta la entrada en el siglo XXI cuando el país cesó gradualmente el monopolio de la generación eléctrica nacional dominado por *Électricité de France* (EDF). Todos los segmentos de la producción y comercialización de la electricidad se abrieron a la competencia de los mercados.

Al igual que ocurre en España, la actividad del transporte de la energía desde los puntos de generación hasta los consumidores se lleva a cabo por medio de un monopolio natural regulado por el Estado. Sin embargo, en el caso francés la entidad responsable (Operador del Sistema) es pública.

El parque de generación eléctrica en Francia, con un total de 130 GW instalados, está principalmente ocupado por la energía nuclear (48,3%), como se ha mencionado anteriormente, seguido por la producción hidráulica (19,5%) y por las fuentes de energía basadas en la quema de combustibles fósiles como se puede apreciar en la Tabla 13.

Potencia instalada a 31/12/2017	Potencia MW	% del parque instalado
Nuclear	63130	48,3%
Térmica de combustibles fósiles	18947	14,5%
de las cuales de carbón	2997	2,3%
de las cuales de fuel	4098	3,1%
de las cuales de gas	11851	9,1%
Hidráulica	25517	19,5%
Eólica	13559	10,4%
Solar	7660	5,9%
Bioenergías	1949	1,5%
Total	130761	100,0%

Tabla 13. Generación eléctrica en Francia 2017. Fuente: RTE.

Si se estudia con más profundidad estos datos, se puede calcular que aproximadamente la mitad de la energía eléctrica es producida por medio de la tecnología nuclear y más de un tercio por medio de tecnologías de fuentes de origen renovable como se puede observar en el siguiente gráfico.

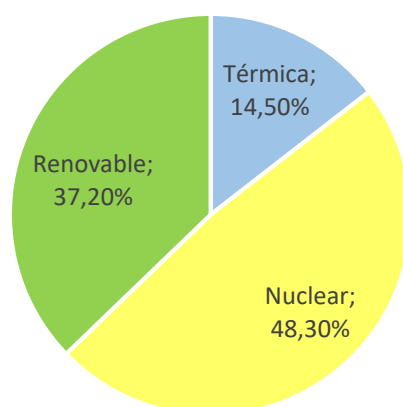


Ilustración 10. Parque de generación eléctrica francés 2017. Fuente: RTE.

Con el fin de cubrir la demanda nacional, que en 2017 fue de 482 TWh según datos de RTE, es necesario dotar al sistema de las infraestructuras adecuadas para el transporte de la energía a través del país.

La red de transporte de energía eléctrica es propiedad de *Réseau de Transport d'Électricité* (RTE) que en 2017 contó con 105961 km de líneas en funcionamiento.

Las líneas de transporte de la energía eléctrica se dividen en líneas de alta tensión (400 kV y 225 kV), líneas de la red de distribución regional (225 kV, 90 kV y 63 kV) y, por último, las líneas de distribución de media y baja tensión que operan a 20 kV y 400 V respectivamente.

En el caso de las líneas de distribución, éstas son propiedad municipal y están gestionadas por *Électricité Réseau Distribution France* (ERDF).

Al igual que en España, existe una comisión que regula las actividades del sector eléctrico, es la *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE).

Como ha sido mencionado anteriormente, las riendas del monopolio del sector eléctrico en Francia eran llevadas por *Electricité de France*. Actualmente, ya en un mercado de libre competencia para las actividades de generación y comercialización, esta empresa sigue siendo líder en estas áreas.

A este hecho se debe la implantación de la ley *Nouvelle Organization du Marché de l'Electricité* de 2010. Dicha ley tiene como objetivo fomentar la libre competencia exigiendo a EDF que venda parte de su energía eléctrica generada por medio de energía nuclear a otros proveedores a un precio regulado, el *Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique* (ARENH).

Por otra parte, existe un consorcio, Exeltium, que reúne a grupos electrointensivos de forma que, debido a su uso de la electricidad como materia prima, puedan optar a ciertos beneficios en su coste de consumo eléctrico.

El objetivo principal del consorcio es proporcionar a este tipo de industria energía eléctrica a un precio competitivo. De esta forma el consorcio adquiere contratos de grandes cantidades de energía para largos periodos de tiempo con los grupos generadores y a través de éste los consumidores cubren su demanda eléctrica.

Las industrias que pueden beneficiarse de esta ventaja deben cumplir con ciertos requisitos: el consumo anual de energía eléctrica debe ser al menos del 55% en horas valle, una demanda de suministro eléctrico de al menos 8000 horas al año y, por último, que al menos se consuman 2,5 kWh por cada euro de valor añadido que se logre en el producto.

Esta última condición pretende asegurar que sólo se beneficien del consorcio aquellas industrias en el que el precio de la energía eléctrica tenga una repercusión real en su producción, es decir, industrias electrointensivas (fábricas de papel, químicas, metalurgia, ...).

4.2.1 Componente de la energía

a. Mercados mayoristas

EPEX SPOT es el operador del mercado eléctrico en Francia, Además de en este país, dicho mercado trabaja en Francia, Reino Unido, Países Bajos, Austria, Suiza y Luxemburgo.

EPEXSPOTAUCTION

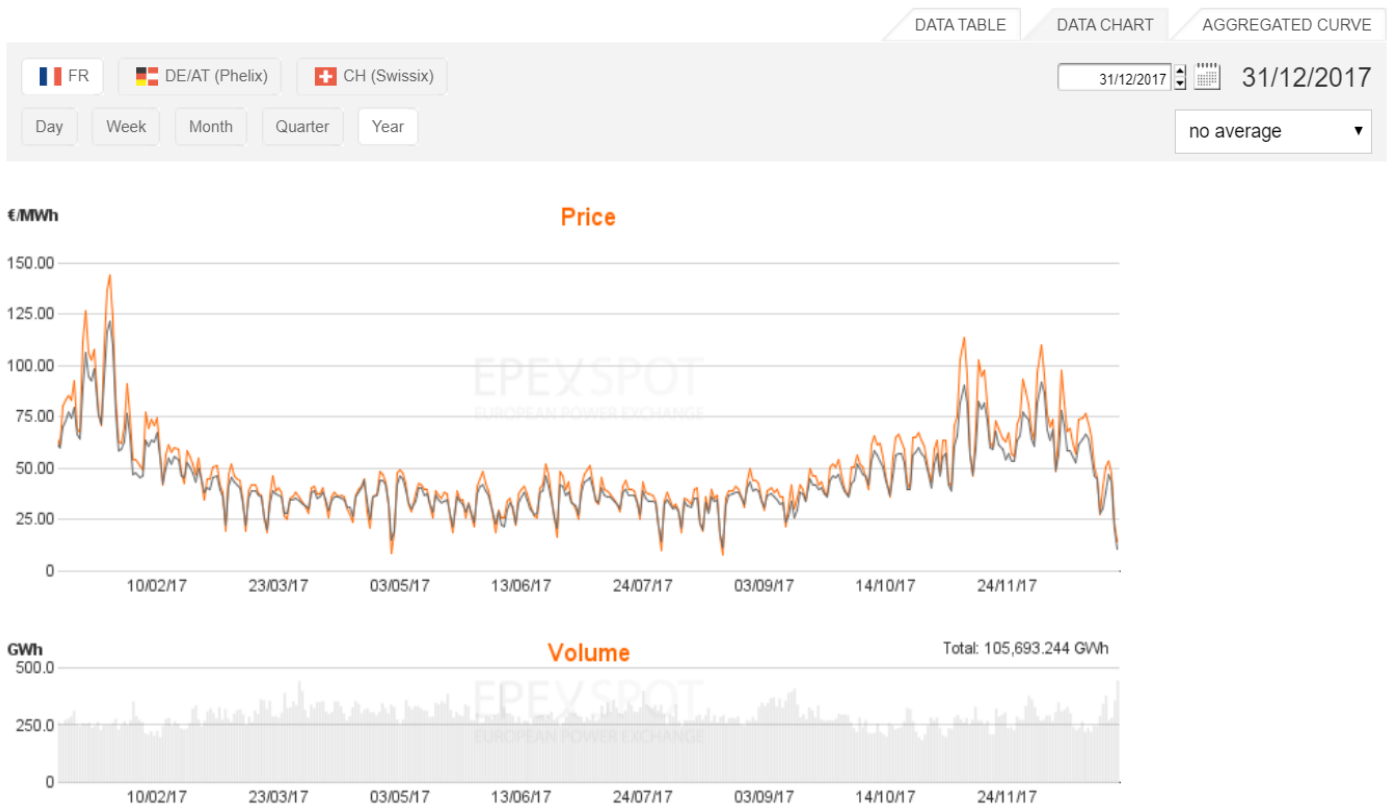


Ilustración 11, Precios y volúmenes del mercado diario en Francia 2017. Fuente: Epex Spot.

Siguiendo los datos de la Ilustración 11, el volumen total de energía comercializado en el mercado spot francés en 2017 fue de 105693 GWh, que junto con el dato de la demanda nacional mostrada anteriormente y realizando los cálculos correspondientes, se puede deducir que el mercado diario en Francia representa en torno al 22% del total de la energía.

El precio medio de la energía en el mercado diario fue de 44,97 €/MWh. Como también se puede observar en la ilustración, los precios siguen una periodicidad teniendo los máximos precios durante los meses de invierno.

b. Servicios de ajustes, pérdidas y desvíos

En el caso de Francia, los costes asociados a los servicios de ajuste, a las pérdidas y a los desvíos forman parte de los costes regulados por el Estado.

c. Gestión comercial

El valor de la componente del precio final de la electricidad relativo a la gestión comercial será estipulado en 0,3 €/MWh como valor medio típico.

4.2.2 Componentes de costes regulados

a. Tarifas de acceso

Las tarifas de uso de redes públicas de electricidad (TURPE) son calculadas de modo que los ingresos cubran los costes de operación, mantenimiento y desarrollo de las mismas, según el Artículo L. 341-2 del Código de Energía. La CRE es la encargada de fijar las tarifas cada año. Además, las tarifas de acceso son las mismas en todo el territorio nacional.

Desde el día 1 de agosto de 2017, y durante un periodo de 4 años, entró en vigor la quinta versión de las tarifas de uso de las redes públicas de electricidad, TURPE 5.

Existen 6 rangos de tensión según las cuales se definen las tarifas de acceso que se aplican a los consumidores:

Tensión de conexión (U_n)	Dominio de tensión	
$U_n \leq 1$ kV	BT	Dominio de baja tensión
1 kV < $U_n \leq 40$ kV	HTA 1	Dominio HTA
40 kV < $U_n \leq 50$ kV	HTA 2	
50 kV < $U_n \leq 130$ kV	HTB 1	Dominio HTB
130 kV < $U_n \leq 350$ kV	HTB 2	
350 kV < $U_n \leq 500$ kV	HTB 3	

Tabla 14. Rangos de tensión Francia 2017. Fuente: TURPE 5.

Este nuevo sistema de tarifas diferencia dos temporadas, alta y baja, a lo largo del año. Éstas se corresponden con los meses de noviembre a marzo y de abril a octubre respectivamente. También se distingue entre horas pico, horas pico de temporada alta, horas pico de temporada baja, horas valle de temporada alta y horas valle de temporada baja, siendo las horas pico aquellos periodos típicamente de consumo anual máximo.

Temporada alta			Temporada baja
Noviembre	Diciembre - Febrero	Marzo	Abril - Octubre
Días laborales			
7h - 23h	7h - 9h	7h - 23h	7h - 23h
	9h - 11h		
	11h - 18h		
	18h - 20h		
	20h - 23h		
23h - 7h	23h - 7h	23h - 7h	23h - 7h
Sábados, Domingos y festivos			
0h - 24h	0h - 24h	0h - 24h	0h - 24h

Leyenda	
	Horas pico
	Horas pico temporada alta
	Horas valle temporada alta
	Horas pico temporada baja
	Horas valle temporada baja

Tabla 15. Discriminación horaria y estacional Francia 2017. Fuente: TURPE 5.

Otra de las características del TURPE 5 es la existencia de tres versiones de tarifa en función del perfil de consumo de los usuarios de la red eléctrica. Para perfiles de consumo estable se le otorga la versión alto uso (*longue utilisation*), para perfiles muy irregulares se usa el término bajo uso (*courte utilisation*) y para los perfiles que no se corresponden ni con uno ni con otro se les determina de uso medio (*moyenne utilisation*).

Dichas versiones de tarifas podrán elegirse usando el valor del ratio obtenido de la división del consumo anual de energía entre el valor máximo de potencia demandada. Este ratio orientativo relaciona sus valores altos con versiones de alto uso y valores bajos con las de bajo uso.

Para poder atenerse a las tarifas deberá de predefinirse la demanda eléctrica para cada clase de periodo descrito en la tabla anterior y habrá que hacerlo de forma que la potencia requerida para periodos de hora pico (PS_1) sea menor o igual que la potencia de horas pico de temporada alta (PS_2), que a su vez será inferior o igual a la potencia para las horas valle de temporada alta (PS_3), que a su vez será inferior o igual a la potencia para las horas pico de temporada baja (PS_4) y ésta menor o igual a la potencia para horas valle de temporada baja (PS_5), es decir:

$$PS_1 \leq PS_2 \leq PS_3 \leq PS_4 \leq PS_5$$

Las tarifas de acceso, con el objetivo de reflejar de una manera más explícita los costes reales incurridos por el operador del sistema, se subdividen en tres componentes: componente de gestión, de medición, de suministro, de agrupación de puntos de consumo, de excesos puntuales de potencia, de suministro complementario y reserva, energía reactiva y de energía inyectada.

- Componente de gestión: con el fin de que los precios reflejen los costes de gestión del operador del sistema, este componente de la tarifa se aplica en forma de pago estándar para todos los consumidores en función de su tensión de conexión.

	Componente de gestión (€/año)
HTA ($1\text{kV} \leq U \leq 50\text{kV}$)	429,26
HTB ($U \geq 50\text{kV}$)	8508,05

Tabla 16. Componente de gestión Francia 2017. Fuente: TURPE 5.

- Componente de medición: cubre los costes asociados al mantenimiento de los equipos de medición del consumo eléctrico, la teledata, el cálculo y registro de los datos recogidos y su validación.

Un hecho llamativo acerca de este componente es que en función de si el equipo de medición del consumo eléctrico sea o no propiedad del consumidor las tarifas son diferentes.

	Componente de medición (€/año)	
	Dispositivo de medición propiedad del operador de la red	Dispositivo de medición propiedad del consumidor
HTA ($1\text{kV} \leq U \leq 50\text{kV}$)	534,48	161,64
HTB ($U \geq 50\text{kV}$)	2941,71	528,12

Tabla 17. Componente de medición Francia 2017. Fuente: TURPE 5.

- Componente de suministro: cubre los costes relativos a la operación de la red y el término correspondiente a las pérdidas. Este componente tiene en cuenta individualmente la potencia contratada y la energía suministrada (excepto para la alta tensión HTB-3).

- HTB-3: para este nivel de tensión el componente de suministro se basa simplemente en el producto del consumo de energía eléctrica anual y el coeficiente c :

$$CS = c \cdot E$$

Dominio de tensión	c (c€/kWh)
HTB 3	0,31

Tabla 18. Componente de suministro HTB-3. Fuente: TURPE 5.

- HTA, HTB-1 y HTB-2: para los niveles de media tensión y los dos más bajos de alta tensión, el componente de suministro consta de cuatro sumandos: los dos primeros corresponden con una parte fija referida a la potencia contratada, el tercer sumando refleja la energía consumida y el último es el correspondiente a los excedentes mensuales de potencia contratada cuyo coeficiente es 0,04 para alta tensión y 0,11 para media tensión.

$$CS = b_1 \cdot PS_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (PS_i - PS_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ meses}} \sum_{i=1}^5 0,04 \cdot b_i \cdot \sqrt{\sum_j (P_j - PS_i)^2}$$

Los valores de los coeficientes del componente de suministro para tarifas de HTA y HTB quedan aquí recogidas:

Tarifa HTA de 5 periodos temporales de punto fijo – bajo uso					
	Horas de punto fijo (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coeficiente de potencia (€/kW/año)	b ₁ = 2,59	b ₂ = 2,32	b ₃ = 1,96	b ₄ = 1,78	b ₅ = 0,93
Coeficiente de energía (c€/kWh)	c ₁ = 3,03	c ₂ = 2,85	c ₃ = 2,05	c ₄ = 1,90	c ₅ = 1,15

Tabla 19. Componente de suministro tarifa fija uso bajo HTA 2017. Fuente: TURPE 5.

Tarifa HTA de 5 periodos temporales de punto fijo – alto uso					
	Horas de punto fijo (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coeficiente de potencia (€/kW/año)	b ₁ = 15,88	b ₂ = 15,34	b ₃ = 12,94	b ₄ = 8,52	b ₅ = 1,63
Coeficiente de energía (c€/kWh)	c ₁ = 2,77	c ₂ = 2,08	c ₃ = 1,30	c ₄ = 0,96	c ₅ = 0,85

Tabla 20. Componente de suministro tarifa fija uso alto HTA 2017. Fuente: TURPE 5.

Tarifa HTA de 5 periodos temporales de punto móvil – bajo uso

	Horas de punto móvil (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coefficiente de potencia (€/kW/año)	$b_1 = 3,17$	$b_2 = 2,23$	$b_3 = 1,96$	$b_4 = 1,78$	$b_5 = 0,93$
Coefficiente de energía (c€/kWh)	$c_1 = 4,04$	$c_2 = 2,73$	$c_3 = 2,05$	$c_4 = 1,90$	$c_5 = 1,15$

Tabla 21. Componente de suministro tarifa móvil uso bajo HTA 2017. Fuente: TURPE 5.

Tarifa HTA de 5 periodos temporales de punto móvil – alto uso

	Horas de punto móvil (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coefficiente de potencia (€/kW/año)	$b_1 = 18,25$	$b_2 = 16,97$	$b_3 = 12,94$	$b_4 = 8,52$	$b_5 = 1,63$
Coefficiente de energía (c€/kWh)	$c_1 = 3,17$	$c_2 = 1,91$	$c_3 = 1,30$	$c_4 = 0,96$	$c_5 = 0,85$

Tabla 22. Componente de suministro tarifa móvil uso alto HTA 2017. Fuente: TURPE 5.

Componente anual de suministro – Dominio de tensión HTB 1 - bajo uso

	Horas de punto móvil (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coefficiente de potencia (€/kW/año)	$b_1 = 2,33$	$b_2 = 1,94$	$b_3 = 1,79$	$b_4 = 1,07$	$b_5 = 0,58$
Coefficiente de energía (c€/kWh)	$c_1 = 2,27$	$c_2 = 1,84$	$c_3 = 1,53$	$c_4 = 1,20$	$c_5 = 0,86$

Tabla 23. Componente de suministro tarifa uso bajo HTB-1 2017. Fuente: TURPE 5.

Componente anual de suministro – Dominio de tensión HTB 1 – uso medio

	Horas de punto móvil (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coeficiente de potencia (€/kW/año)	$b_1 = 17,50$	$b_2 = 16,79$	$b_3 = 13,90$	$b_4 = 9,41$	$b_5 = 4,41$
Coeficiente de energía (c€/kWh)	$c_1 = 1,66$	$c_2 = 1,32$	$c_3 = 0,77$	$c_4 = 0,56$	$c_5 = 0,38$

Tabla 24. Componente de suministro tarifa uso medio HTB-1 2017. Fuente: TURPE 5.

Componente anual de suministro – Dominio de tensión HTB 1 – alto uso

	Horas de punto móvil (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coeficiente de potencia (€/kW/año)	$b_1 = 29,81$	$b_2 = 28,84$	$b_3 = 23,24$	$b_4 = 16,58$	$b_5 = 8,54$
Coeficiente de energía (c€/kWh)	$c_1 = 1,36$	$c_2 = 1,00$	$c_3 = 0,59$	$c_4 = 0,38$	$c_5 = 0,14$

Tabla 25. Componente de suministro tarifa uso alto HTB-1 2017. Fuente: TURPE 5.

Componente anual de suministro – Dominio de tensión HTB 2 - bajo uso

	Horas de punto móvil (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coeficiente de potencia (€/kW/año)	$b_1 = 0,84$	$b_2 = 0,76$	$b_3 = 0,73$	$b_4 = 0,66$	$b_5 = 0,36$
Coeficiente de energía (c€/kWh)	$c_1 = 1,34$	$c_2 = 0,84$	$c_3 = 0,84$	$c_4 = 0,66$	$c_5 = 0,52$

Tabla 26. Componente de suministro tarifa uso bajo HTB-2 2017. Fuente: TURPE 5.

Componente anual de suministro – Dominio de tensión HTB 2 – uso medio

	Horas de punto móvil (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coefficiente de potencia (€/kW/año)	b ₁ = 4,34	b ₂ = 4,15	b ₃ = 4,12	b ₄ = 3,27	b ₅ = 2,05
Coefficiente de energía (c€/kWh)	c ₁ = 1,13	c ₂ = 0,84	c ₃ = 0,66	c ₄ = 0,47	c ₅ = 0,29

Tabla 27. Componente de suministro tarifa uso medio HTB-2 2017. Fuente: TURPE 5.

Componente anual de suministro – Dominio de tensión HTB 2 – alto uso

	Horas de punto móvil (i = 1)	Horas pico de temporada alta (i = 2)	Horas valle de temporada alta (i = 3)	Horas pico de temporada baja (i = 4)	Horas valle de temporada baja (i = 5)
Coefficiente de potencia (€/kW/año)	b ₁ = 11,78	b ₂ = 11,31	b ₃ = 9,40	b ₄ = 7,32	b ₅ = 3,62
Coefficiente de energía (c€/kWh)	c ₁ = 0,81	c ₂ = 0,59	c ₃ = 0,42	c ₄ = 0,27	c ₅ = 0,20

Tabla 28. Componente de suministro tarifa uso alto HTB-2 2017. Fuente: TURPE 5.

- Componente anual de suministro complementario y reserva: está basado en la cantidad de infraestructura que está destinada a servir a un consumidor. En caso de no poder utilizar la línea habitual de suministro de energía eléctrica se desviará dicha energía a través de otras líneas para poder realizar la entrega. La cuantía de este componente dependerá de cuántas líneas auxiliares se disponga para el cliente. Consta de un término fijo y de un término variable en función de la potencia contratada:

Suministro complementario		
Dominio de tensión	Células (€/célula/año)	Líneas (€/km/año)
HTA	3236,72	Aéreas: 882,94
		Subterráneas: 132,40
HTB 1	31843,25	Aéreas: 3644,10
		Subterráneas: 7288,18
HTB 2	61305,36	Aéreas: 6141,24
		Subterráneas: 30705,16
HTB3	101653,33	9632,87

Tabla 29. Tarifas de alimentación complementaria 2017. Fuente: TURPE 5.

Suministro de reserva	
Dominio de tensión	€/kW/año
BT	6,58
HTA	6,58
HTB 1	1,47
HTB 2	2,83

Tabla 30. Tarifas de alimentación de reserva 2017. Fuente: TURPE 5.

- Componente de agrupación: en el caso de poseer un mismo consumidor varios puntos de conexión a la red eléctrica, se puede beneficiar de este componente agrupando todas las conexiones en un único punto. El componente se calcula con la siguiente fórmula:

$$CR = (L_a \cdot k_a + L_s \cdot k_s) \cdot PS_{reagrupado}$$

Los parámetros L_a y L_s son la distancia mínima total de las líneas eléctricas, aéreas y subterráneas respectivamente, que permiten la agrupación.

$PS_{reagrupée}$ se refiere a la potencia contratada que se le asignará a dicho punto agrupado. En el caso de ser una conexión de alta tensión HTB-3 se calculará utilizando la siguiente expresión:

$$PS_{agrupado} = PS_1 \sum_{i=2}^{nS} \frac{b_i}{b_1} \cdot (PS_i - PS_{i-1})$$

Los valores de los coeficientes k vienen definidos de la siguiente manera:

Componente de agrupación	
Dominio de tensión	K (c€/kW/km/año)
HTA	Aéreas: 0,49 Subterráneas: 0,71
HTB 1	Aéreas: 72,92 Subterráneas: 128,17
HTB 2	Aéreas: 14,37 Subterráneas: 55,23
HTB 3	5,52

Tabla 31. Componente de agrupación 2017. Fuente: TURPE 5.

- Componente de excesos puntuales de potencia: para los clientes conectados en HTB -1 y HTB-2 existe la posibilidad de beneficiarse de este componente en el caso de necesitar un exceso de potencia.

Este exceso de potencia puntual deberá ser notificado y fechado previamente a el operador del sistema (RTE) y ser aprobado por éste.

Durante el tiempo que se dé el exceso de potencia éste será tarifado según la siguiente expresión:

$$CDPP = \alpha \cdot b_i \cdot \sum \Delta P$$

Componente de excesos puntuales de potencia	
Dominio de tensión	α (c€/kW/km/año)
HTB 1	0,000090
HTB 2	0,000143

Tabla 32. Componente de excesos puntuales HTB 2017. Fuente: TURPE 5.

- Componente de energía reactiva: durante la temporada alta la energía reactiva extraída será tarifada en el caso de que supere el 40% de la potencia activa consumida entre las 6h y 22h de lunes a sábado para HTB 3 o de 7h a 23h para días laborales para HTB-1 y HTB-2.

Componente de energía reactiva	
Dominio de tensión	c€/kvar.h
BT > 36 kVA	1,98
HTA	1,89
HTB 1	1,72
HTB 2	1,53
HTB 3	1,43

Tabla 33. Componente de energía reactiva 2017. Fuente: TURPE 5.

- Componente de energía inyectada: en el caso de inyectar energía en la red pública se facturará de la siguiente manera:

Componente de energía reactiva	
Dominio de tensión	c€/MWh
BT	0
HTA	0
HTB 1	0
HTB 2	20
HTB 3	20

Tabla 34. Componente de inyección 2017. Fuente: TURBE 5.

4.2.3 Impuestos

a. Contribución al Servicio Público de Electricidad (CSPE):

Este impuesto tiene como objetivo compensar los costes relacionados con los gastos del servicio público de electricidad.

Se aplicará a toda transacción de energía eléctrica independientemente de la potencia contratada y su valor es de 22,5 €/MWh.

Sin embargo, para la industria electrointensiva existen unas tasas reducidas detalladas en la circular del 11 de mayo de 2016 *Taxe Intérieure sur la Consommation Final d'Électricité (TICFE)* quedando su valor en:

- 2€/MWh si el consumo de la compañía es superior a los 3kWh por cada euro de valor añadido en el producto.
- 5€/MWh si el consumo de la compañía es entre 1,5 y 3kWh por cada euro de valor añadido en el producto.
- 7,5€/MWh si el consumo de la compañía es inferior a los 1,5kWh por cada euro de valor añadido en el producto.

b. Impuesto sobre el consumo final de electricidad (TCFE)

Está definido para cada departamento del país y sólo afecta a aquellos consumidores de potencia contratada inferior a 36 kVA.

c. Contribución Tarifaria de Transmisión (CTA)

Consiste en una tasa fija que dependerá de la tensión de conexión, de la potencia contratada y de la tarifa contratada por el consumidor y supondrá un tanto por ciento de la parte fija del componente de suministro de la tarifa.

El valor de la contribución queda recogido la Orden del 26 de abril de 2013 y es del 10,14% para las conexiones a la red de transporte (HTB) y de 27,04% para las conexiones a la red de distribución de energía eléctrica (HTA).

4.3 Alemania

Hasta 1998 la industria energética alemana estaba compuesta por distintos monopolios que actuaban a nivel regional y supervisados por un regulador estatal.

Los primeros indicios de la liberalización del sector vinieron de la mano de estrategias legislativas desarrolladas por la Comisión Europea en la década de los años 80 con el objetivo de crear un mercado energético europeo único. De esta forma los monopolios regionales desaparecieron y se instauró un único mercado energético nacional.

Al igual que en el caso español, la República Federal de Alemania consta de un sistema eléctrico en el que los mercados y operadores de las redes están regulados por el Regulador Federal (*Bundesnetzagentur*) con el fin de prevenir el abuso por parte de los mismos debido a que se trata de monopolios naturales. Además, debe asegurar el mejor abastecimiento de energía eléctrica en cuanto a seguridad, precios, eficiencia; respeto con el medio ambiente y crear un lograr un ambiente de competencia real y efectiva en el mercado del suministro eléctrico.

Existen cuatro niveles de tensión: baja tensión (230 – 400 V), media tensión (6 – 30 kV), alta tensión (60 – 110 kV) y muy alta tensión (220 ó 380 kV).

Las redes eléctricas en Alemania son propiedad de las *Übertragungsnetzvetreiber* (ÜNB), responsables de la operación del sistema y mantenimiento de las redes de transporte de electricidad a largas distancias (alta y muy alta tensión); mientras que las empresas *Verteilungsnetzbetreiber* (VNB) se encargan de la distribución de la energía eléctrica en la llamada última milla.

Existen 4 empresas ÜNB (*50 Hertz, TenneT, Amprion y Transnet BW*) y unas 880 VNB.

Las ÜNB, distribuidas territorialmente como se observa en la ilustración a continuación, deben garantizar el intercambio ininterrumpido entre todas las regiones a través de las líneas de transporte y a su vez asegurar el balance entre generación y demanda y equilibrar así la red eléctrica. Por lo tanto, el sistema alemán tiene cuatro operadores del sistema (TSOs). Éstos se dividen el territorio como se muestra en la Ilustración 12.

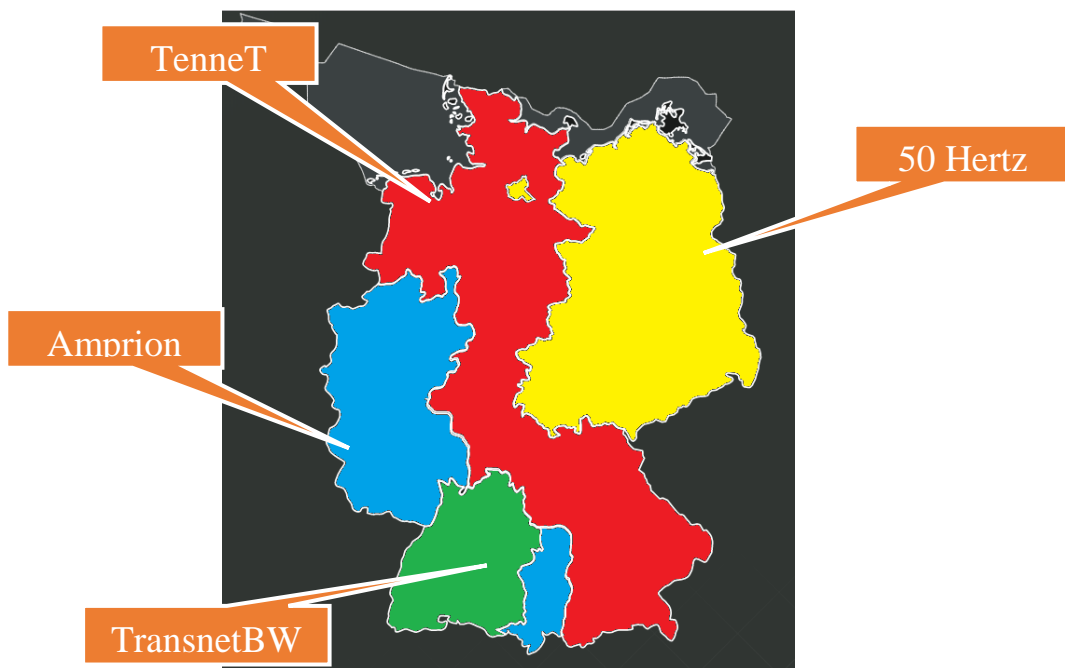


Ilustración 12. Distribución territorial de las ÜNB. Fuente: Netz Entwicklungs Plan Strom y elaboración propia.

El modelo de generación de energía eléctrica en Alemania (212 GW instalados en 2016) utiliza como fuentes de energía mayoritarias el carbón (22,6% + 14,4%) seguido de aquellas de origen renovable (33,1%), basado en la energía eólica, solar y biomasa, como se aprecia en la ilustración.

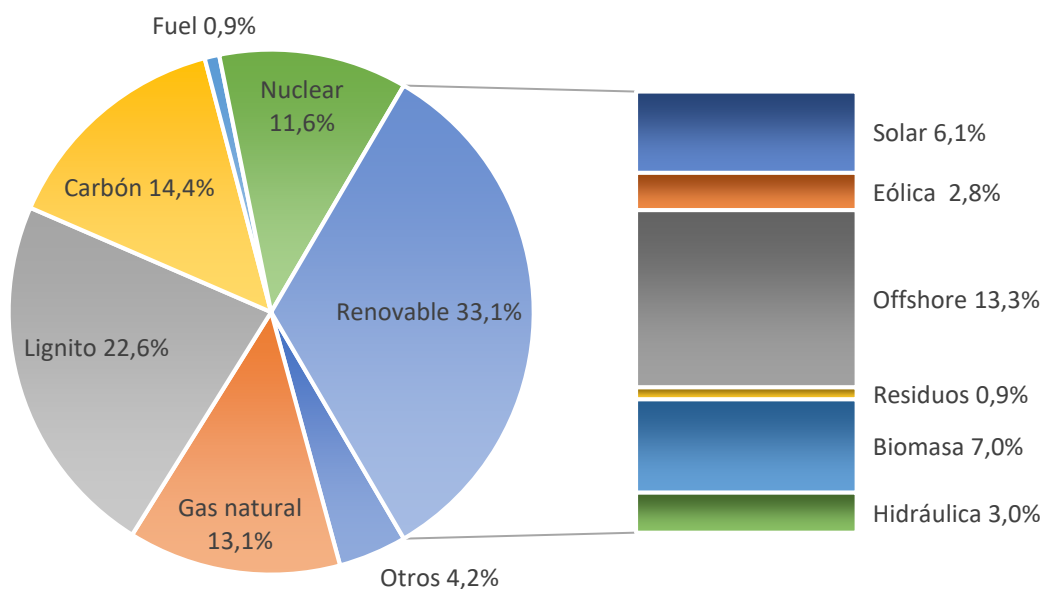


Ilustración 13. Fuentes de energía en Alemania 2016. Fuente: AGEB.

EPEX SPOT SE es el nombre del mercado eléctrico que opera en Alemania.

Este mercado funciona de manera muy similar al OMIE, siguiendo un modelo marginalista y diferenciando entre mercado a plazo, diario e intradiario.

En el mercado diario se envían las ofertas (individuales o por bloques horarios) para cada hora del día siguiente con las cuales se lleva a cabo la casación y se obtiene el precio de la energía eléctrica para cada hora.

En el caso del mercado intradiario se realizan contratos para periodos de 60, 30 y 15 minutos.

4.3.1 Componentes de la energía

a. Mercados mayoristas:

El precio medio del mercado diario del mercado eléctrico EPEX Spot fue en 2017 de 34,2€/MWh. Al igual que el mercado español, los precios siguen una evolución anual con precios pico en los meses de invierno y verano y precios valle en las estaciones templadas, pero a diferencia de España, la curva de precios es más suave, es decir, el precio es más constante a lo largo del año, como se puede comprobar en la Ilustración 14.

La negociación de la energía a plazo se lleva a cabo a través del EEX Power Derivative.

Otro hecho a destacar es el volumen de energía que se comercializa en el mercado diario: 233156 GWh. Teniendo en cuenta que la generación total en 2016 fue de 600300GWh, se puede calcular que en el mercado diario alemán se gestiona únicamente en torno a un 40% del total de la energía eléctrica.

EPEXSPOTAUCTION

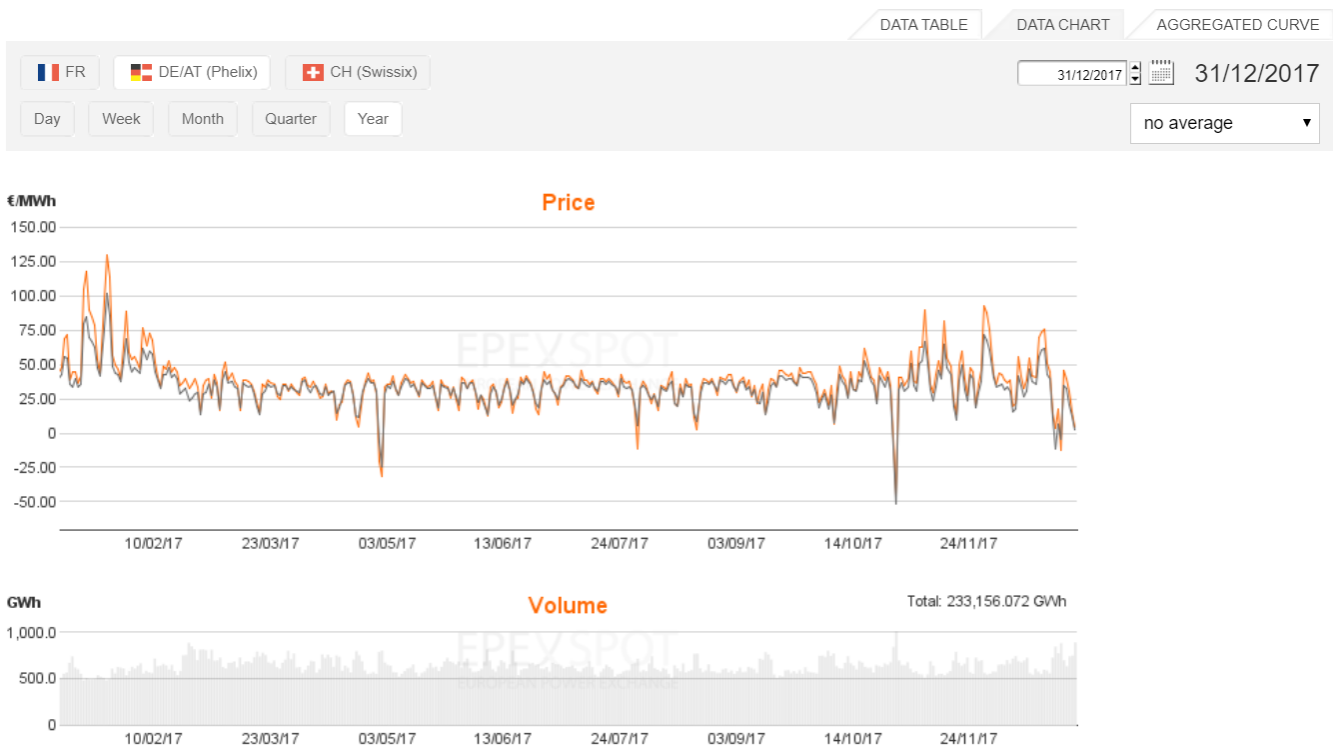


Ilustración 14. Precios y volumen del mercado diario en Alemania 2017. Fuente: EPEX SPOT.

b. Servicios de ajustes

Regulación frecuencia-potencia:

En la República Federal de Alemania, el equilibrio entre generación y demanda se lleva a cabo mediante los llamados Balance Responsible Parties (BRP) que aseguran el balance continuo en su zona de actuación. Con el fin de ajustar la producción al consumo en cada zona el sistema encuentra desequilibrios, que tendrán que subsanarse por medio de los operadores del sistema (TSOs).

Al coexistir cuatro operadores del sistema simultáneamente, el balance energético entre generación y demanda daba lugar en el pasado a situaciones en las que una región (con un operador del sistema) con un excedente de producción y otra región con déficit eran equilibradas independientemente.

Desde 2010, los cuatro operadores trabajan en conjunto en el marco del denominado *Grid Control Cooperation* (GCC). De esta forma los desequilibrios se intentan solucionar mediante apoyos interregionales de forma que se reducen la necesidad de poseer reservas de energía y control para garantizar la seguridad y estabilidad de la red, además de hacer así más eficiente el sistema.

La regulación primaria se lleva a cabo de manera conjunta por todos los grupos generadores (que dispongan de sistema de regulación primaria por el cual serán remunerados) de manera automática y descentralizada sin necesidad de la intervención de los operadores del sistema. Así pues, se soluciona el desequilibrio zonal a costa de desviar dicho problema al sistema general. Es entonces cuando entra en escena automáticamente y en menos de cinco minutos la regulación secundaria.

La regulación secundaria está centralizada por el operador del sistema controlando la carga y frecuencia de la red eléctrica. Está remunerada por disponibilidad y por energía suministrada por las unidades reguladoras.

Por último, se activa la *reserva de minutos*. En este caso, se activa la producción de un grupo generador que tendrá que entrar en funcionamiento en menos de quince minutos. Por su actuación se remunerará en función de la energía aportada además de una remuneración por la potencia disponible.

La actuación de cada tipo de regulación debe ser superpuesta, como se muestra en la Ilustración 15, de forma que se trabaje de manera simultánea para la solución de los desequilibrios en la red eléctrica.

La remuneración de la disponibilidad se incluye en los costes de las tarifas de acceso (componente de coste regulado) mientras que la retribución a la energía suministrada para el balance se realiza a través de la gestión de desvíos.

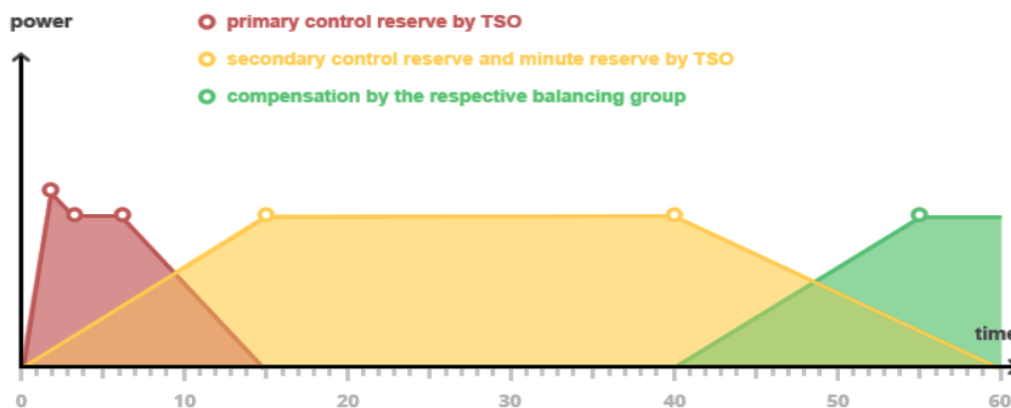


Ilustración 15. Actuación de los sistemas del servicio de ajustes. Fuente: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.

Gestión de desvíos

La aparición de desvíos en la programación de generación y/o demanda de energía eléctrica será gestionada por cada operador del sistema en su zona de actuación.

Cada operador será responsable de lograr el equilibrio dentro de su perímetro pudiendo realizarlo por medio los *balancing groups*, de agentes secundarios, intercambios entre regiones, etc.

Para simplificar los cálculos se realizará una estimación de los costes de los servicios de ajustes del 4% del valor del mercado mayorista.

c. Pérdidas

Los costes referidos a las pérdidas ocasionadas en el transporte y distribución de la energía eléctrica están incluidos en las tarifas de acceso, componente de costes regulados.

d. Gestión comercial

El valor de la componente del precio final de la electricidad relativo a la gestión comercial será estipulado en 0,3 €/MWh como valor medio típico.

4.3.2 Componentes de costes regulados

a. Tarifas de acceso

Las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución se amparan en la base legal impuesta por la Ley de Economía de la energía (EnWG) de 2005 y las Ordenanzas de Regulación de las Tarifas de la Red Eléctrica (StromNEV) de 2005, de Acceso a la Red Eléctrica (StromNZV) de 2005 y de Regulación de Incentivos (ARegV) de 2007.

Cada transportista publicará sus propias tarifas, que estarán acotadas según determine la Agencia Federal de Red, quien impondrá un precio límite. Por lo tanto, habrá cuatro grupos de tarifas de acceso a la red eléctrica distintas, uno por cada transportista.

Las tasas referidas al uso de la red eléctrica en Alemania comprenden el uso de las infraestructuras que conforman la red (líneas eléctricas, transformadores...), cubrir los servicios complementarios ofrecidos por el transportista y por último las pérdidas.

En el sistema alemán se discriminan los precios en función del tiempo total anual de conexión a la red en horas. Además, se diferencia según la tensión a la que se realiza la conexión (Muy alta tensión: 220 kV ó 380 kV; y transformación a 110 kV).

Este componente del precio consta de distintas tarifas: anuales y mensuales. Como el objetivo de este trabajo es la comparativa anual de precios, únicamente se estudiarán los correspondientes:

Tennet TSO				
	<2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)
Muy alta tensión	103,68	0,22	12,25	3,87
Transformación	108,98	0,25	13,1	4,09

Tabla 35. Tarifas de acceso 2017 Tennet TSO. Fuente: Tennet TSO.

Amprion				
	<2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)
Muy alta tensión	6,3	1,512	36,55	0,302
Transformación	7,09	1,588	37,14	0,386

Tabla 36. Tarifas de acceso 2017 Amprion. Fuente: Amprion.

	Transnet BW			
	<2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)
Muy alta tensión	5,02	2,00	51,82	0,13
Transformación	13,22	2,04	63,49	0,03

Tabla 37. Tarifas de acceso 2017 Transnet BW. Fuente: Transnet BW.

	50 Hertz			
	<2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)
Muy alta tensión	11,67	3,27	84,19	0,37
Transformación	26,25	3,70	113,50	0,21

Tabla 38. Tarifas de acceso 2017 50Hertz. Fuente: 50Hertz.

Aquellos consumidores finales que muestren un comportamiento de demanda atípico o especial tendrán derecho a solicitar una tarifa de acceso a la red personalizada, que deberá ser autorizada por la entidad competente (BNetzA) y tendrá que cumplir con todas las condiciones descritas en el reglamento sobre las tarifas de acceso (19 Abs. 2 StromNEV).

Los consumidores a los que está destinado este tipo de tarifas personalizadas serán aquellos que presenten un consumo anual de más de 7000 horas y una demanda superior a 10 GWh.

De acuerdo con la regulación de tarifas de acceso (StromNEV), las tarifas de red podrán verse reducidas a un 20% con respecto a las tarifas comunes en el caso de un consumo durante más de 7000 horas anuales, a un 15% para más de 7500 horas y hasta a un 10% para consumos durante más de 8000 horas al año.

En el caso de las distribuidoras (VNB), existen más de 800 compañías diferentes que se encargan de llevar el suministro eléctrico desde las líneas de alta tensión hasta los consumidores de baja y media tensión. Las tarifas de acceso que les corresponden vienen delimitadas por los mismos principios que para los peajes de los transportistas.

Con el fin de mostrar los datos de tarifas de acceso de las distribuidoras se ha elegido una compañía al azar: ED Netze GmbH. Esta compañía extiende sus líneas de distribución de electricidad por el estado federal Baren-Württemberg, al suroeste del país.

Sus tarifas se discriminan en función de la tensión de conexión con la red de distribución y son las siguientes:

	ED Netze			
	<2500 h/año		>2500 h/año	
	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)	Término de potencia (€/kW y año)	Término de energía (c€/kWh)
Alta tensión (60 kV -110 kV)	11,10	2,16	46,92	0,73
AT/MT	10,82	2,69	65,89	0,48
Media tensión (<60 kV)	11,45	2,98	54,96	1,24
MT/BT	12,53	3,25	59,87	1,36
Baja tensión (<1 kV)	7,09	1,588	37,14	0,386

Tabla 39. Tarifas de acceso 2017 distribuidora ED Netze GmbH. Fuente: ED Netze GmbH.

b. Pagos por medición

Con el fin de cubrir los costes de los servicios de medición del consumo eléctrico, los operadores del sistema presentan sus tarifas destinadas a costear los equipos de medida, la lectura y la facturación:

	TenneT TSO			
	Muy alta tensión	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Suministro y lectura (€/año)	5310,00	3942,00	1422,00	-

Tabla 40. Pagos por medición 2017 TenneT TSO. Fuente: TenneT TSO.

	Amprion			
	Muy alta tensión	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Suministro y lectura (€/año)	3431,00	2134,00	1534,00	740,00

Tabla 41. Pagos por medición 2017 Amprion. Fuente: Amprion.

	Transnet BW			
	Muy alta tensión	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Suministro y lectura (€/año)	4708,90			

Tabla 42. Pagos por medición 2017 Transnet BW. Fuente: Transnet BW.

	50Hertz			
	Muy alta tensión	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Suministro y lectura (€/año)	1815,00	1815,00	182,00	182,00

Tabla 43. Pagos por medición 2017 50Hertz. Fuente: 50Hertz.

c. Pagos por reserva de red

Este tipo de coste regulado tiene como objetivo cubrir las necesidades de aquellos clientes que, a pesar de tener grupos generadores propios, necesiten consumir energía eléctrica de la red debido a cortes en su propio suministro, apagones fortuitos o cortes por trabajos de mantenimiento.

La potencia máxima que se puede contratar para este servicio vendrá predeterminada de antemano siendo su uso máximo a lo largo del año de 600 horas.

Tennet TSO			
	0 h/año -200 h/año	200 h/año -400 h/año	400 h/año -600 h/año
	(€/kW y año)		
Muy alta tensión	30,74	36,89	43,03
Transformación	32,72	39,26	45,81

Tabla 44. Pagos por reserva de red 2017 TenneT TSO. Fuente: TenneT TSO.

Amprion			
	0 h/año -200 h/año	200 h/año -400 h/año	400 h/año -600 h/año
	(€/kW y año)		
Muy alta tensión	15,75	18,90	22,05
Transformación	31,75	34,90	38,05

Tabla 45. Pagos por reserva de red 2017 Amprion. Fuente: Amprion.

Transnet BW			
	0 h/año -200 h/año	200 h/año -400 h/año	400 h/año -600 h/año
	(€/kW y año)		
Muy alta tensión	15,70	18,84	21,98
Alta tensión	16,52	19,83	23,13

Tabla 46. Pagos por reserva de red 2017 Transnet BW. Fuente: Transnet BW.

50Hertz			
	0 h/año -200 h/año	200 h/año -400 h/año	400 h/año -600 h/año
	(€/kW y año)		
Provisión	23,40	28,08	32,76
Uso	23,12	23,12	23,12

Tabla 47. Pagos por reserva de red 2017 50Hertz. Fuente: 50Hertz.

d. Suplemento de la regulación de tarifas

De acuerdo con la regulación de las tarifas de la red eléctrica (StromNEV), y como se ha mencionado anteriormente, existen tarifas personalizadas para grandes consumidores.

Sin embargo, la remuneración no recaudada debido a este hecho deberá ser compensada y recaerá sobre los consumidores finales según su consumo anual de la siguiente forma:

Consumo anual	c€/kWh
<1000000 kWh	0,388
>1000000 kWh	0,05
>1000000 kWh y cuyo costo ha superado el 4% de su facturación	0,025

Tabla 48. Suplemento de regulación de tarifas 2017. Fuente: elaboración propia.

e. Contribución a las energías renovables

Este tipo de suplemento está destinado a apoyar la investigación y desarrollo de la generación eléctrica a partir de fuentes de energía de origen renovable, así como su integración en el sistema eléctrico nacional.

La contribución vendrá determinada por la cantidad de energía consumida anualmente de forma que:

- Para consumos menores a 1GWh será de 6,88 c€/MWh.
- Para consumos superiores a 1GWh será del 15% con respecto a la base si su coste de electricidad es al menos del 17% del valor añadido del producto final.
- Para consumos superiores a 1GWh y con un coste de electricidad al menos del 20%, la contribución será de 0,5 €/MWh para las industrias del aluminio, cobre, zinc y plomo y de 1€/MWh para el resto de las industrias.

f. Contribución a la cogeneración

Los grupos generadores de cogeneración pueden optar a una prima por la energía producida si se satisfacen ciertos criterios descritos en la ley de cogeneración (KWKG).

En 2017 el valor de esta contribución fue de 0,438 c€/kWh para aquellos consumidores cuya demanda es menor a 1GWh al año.

Para aquellos que superasen dicho consumo, el valor del recargo fue de 0,08c€/kWh mientras que si su consumo eléctrico representaba al menos un 4% de su facturación sería de 0,06 c€/kWh.

g. Contribución a parques de aerogeneradores marinos

La contribución a los parques eólicos marinos (offshore) fue incorporada en 2013 con el objetivo de impulsar la expansión y desarrollo de esta tecnología.

En 2017 el valor de esta contribución fue de -0,028 c€/kWh para aquellos consumidores cuya demanda es menor a 1GWh al año.

Para aquellos que superasen dicho consumo, el valor del recargo fue de 0,038c€/kWh mientras que si su consumo eléctrico representaba al menos un 4% de su facturación sería de 0,025 c€/kWh.

h. Contribución al servicio de interrumpibilidad

En el caso de que una compañía se comprometa con el operador de la red de transporte en ofrecerse a interrumpir su demanda en caso de que el sistema necesite desconectar cargas por seguridad y/o estabilidad, obtendría una compensación económica por el servicio (al precio de capacidad) y por ofrecerse (al precio de la energía).

Las tasas que recaen sobre la factura de la electricidad con el fin de cubrir este servicio vienen determinadas por la Ordenanza de acuerdos para desactivar cargas (AbLav) y en 2017 fueron de 0,006 c€/kWh.

4.3.4 Impuestos

a. Impuesto sobre la electricidad

El impuesto a la electricidad recae sobre los consumidores por medio de la factura de la electricidad. Su valor queda determinado por la Ley del Impuesto sobre la Electricidad (StromStG) y en 2017 fue de 20,5 €/MWh.

Previa solicitud, de este impuesto sobre la electricidad serán reembolsados 5,13 €/MWh para aquellas compañías dedicadas a la industria de manufacturas. Además, para todas aquellas empresas del sector del vidrio, cementeras, cerámicas, metalúrgicas y químicas dicho impuesto tendrá un valor de 1,7€/MWh, el mínimo por ley.

b. Impuestos por uso de terrenos

Los impuestos por uso de los terrenos municipales para la instalación de las infraestructuras necesarias para el transporte de la energía eléctrica que se tendrán que abonar vienen recogidos en la Ley sobre la concesión para la electricidad y el gas (KAV).

El valor del impuesto en 2017 fue de 1,62 c€/kWh.

5. APLICACIÓN INFORMÁTICA

Con el fin de cumplir el objetivo final de este trabajo de realizar una comparativa de precios de la electricidad entre España, Francia y Alemania se ha diseñado una aplicación informática.

Se ha hecho uso de dicha aplicación para obtener resultados cuantitativos sobre el cálculo de los precios de la energía eléctrica en dichos países. Así pues, se han tenido en cuenta todos los aspectos explicados anteriormente en lo relativo a la composición del valor final del precio eléctrico.

La aplicación informática basa su estructura en una hoja de cálculo. De esta manera, se realizan las respectivas operaciones, regidas por la programación escrita en lenguaje VBA, teniendo en cuenta los parámetros y coeficientes que correspondan en cada caso de estudio y para cada componente del precio de la electricidad y cada país.

Los datos de los casos de estudio, que se detallan más adelante, sirven como *input* de la aplicación. Ésta utiliza dicha información para componer cada apartado del precio de cada país de manera independiente según los parámetros registrados previamente y descritos a lo largo de este proyecto.

Los valores del precio final y el desglose de sus componentes que arroje el programa son el *output*.

Con dicha información se ha realizado el estudio comparativo de los precios de la electricidad en España, Francia y Alemania. El desglose que ofrece la aplicación permite también llevar a cabo un análisis individual de cada componente del precio final para cada uno de los casos de estudio que se proponen.

Además, se ha utilizado la aplicación para dar forma a distintos gráficos que dan la posibilidad de comparar los precios de la electricidad en función de los distintos casos de estudio. Dichas gráficas dan pie a la comparativa de precios en cada país, entre países y cada perfil de consumo.

Gracias a la versatilidad de la estructura de hoja de cálculo, existe la posibilidad de estudiar la composición del precio final de electricidad de 2017 para cualquier perfil de consumo y caso de estudio que se desee (siempre que cumplan con la normativa de cada país) simplemente modificando el *input*.

Por otra parte, si se necesitase realizar este tipo de estudio para un año distinto a 2017, en el caso de mantenerse la regulación y normativa vigentes, se podrían actualizar los valores y coeficientes de cada componente del precio en la hoja de cálculo permitiendo así obtener resultados para el periodo requerido.

5.1 Funcionamiento de la aplicación

La aplicación consta de distintas bases de datos donde se carga la información correspondiente a la normativa vigente de cada país en lo referido a la composición del precio eléctrico. Desde estas bases de datos, una para España, otra para Francia y una tercera para Alemania, se extrae la información con la cual se calculan los precios en función del input aportado, los perfiles de consumo de los distintos casos de estudio.

Con el fin de recabar la información de cada perfil de consumo, la aplicación solicita al usuario la aportación de distintos datos característicos por medio de una serie de pantallas.

Para comenzar, se da la opción al usuario de “añadir un perfil de consumo” a través de la ventana “MENÚ”. Esta ventana reaparece cada vez que se da por concluida la recaudación de los datos de un perfil de consumo con el fin de dar la posibilidad de continuar incorporando casos de estudio a la comparativa.

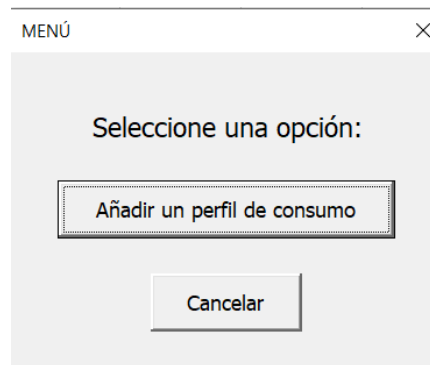


Ilustración 16. Pantalla MENÚ.

Una vez superada esta ventana aparecen otras de manera sucesiva y dependientemente de la opción escogida en las pantallas anteriores.

En primer lugar, se da la oportunidad de elegir el país en el que se desea realizar el estudio del perfil de consumo. Las opciones que aparecen en la pantalla “PAÍS” son: España, Francia y Alemania.

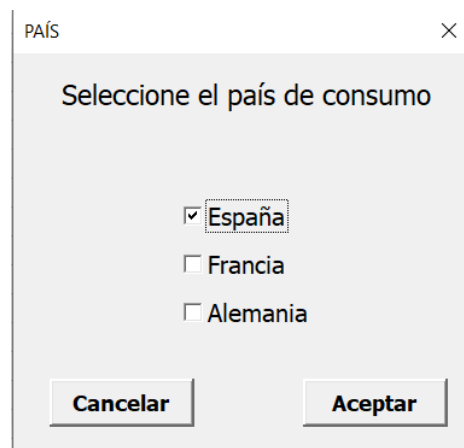


Ilustración 17. Pantalla PAÍS.

Tras seleccionar el país, y en segundo lugar, se piden al usuario los datos característicos del perfil de consumo: tensión de conexión en kV, potencia en MW y, por último, el coeficiente de disponibilidad de la factoría en tanto por unidad.

El dato de la tensión sirve a la aplicación, entre otros usos, para escoger la tarifa de acceso a las redes eléctricas a la que se acogerá el consumidor a la hora de realizar los cálculos. El valor de la potencia introducida es utilizado para realizar las operaciones correspondientes para calcular el consumo anual, que a su vez se usa para referenciar los resultados y obtener así unidades de €/MWh. Además, en los casos de aquellos países en los que existe la posibilidad de discriminar el consumo en periodos, la aplicación pide la asignación de la potencia demandada en cada periodo horario: 6 periodos en España y 5 en Francia (en el supuesto de no hacer uso de dicha discriminación horaria se debe introducir el mismo valor de potencia en cada periodo). En último lugar, el coeficiente de disponibilidad se tiene en cuenta en las operaciones que requieren el dato de número de horas totales de consumo, es decir, el tiempo que está en funcionamiento la factoría a lo largo del año.

Las pantallas que recaban estos datos son: “DATOS ESPAÑA”, “DATOS FRANCIA” y “DATOS ALEMANIA”.

The screenshot shows a window titled "DATOS ESPAÑA" with a close button (X) in the top right corner. The main heading is "Introduzca los datos de consumo". Below this, there are four main input categories: "Tensión de conexión (kV)", "Potencia (MW)", and "Coeficiente de Disponibilidad". The "Potencia (MW)" category is further divided into six sub-categories: "Potencia P1", "Potencia P2", "Potencia P3", "Potencia P4", "Potencia P5", and "Potencia P6". Each category has a corresponding text input field. At the bottom of the form, there are two buttons: "Cancelar" and "Aceptar".

Ilustración 18. Pantalla DATOS ESPAÑA. Fuente: elaboración propia.

The screenshot shows a window titled "DATOS FRANCIA" with a close button (X) in the top right corner. The main heading is "Introduzca los datos de consumo". Below this, there are four main input categories: "Tensión de conexión (kV)", "Potencia (MW)", and "Coeficiente de Disponibilidad". The "Potencia (MW)" category is further divided into five sub-categories: "Potencia A", "Potencia B", "Potencia C", "Potencia D", and "Potencia E". Each category has a corresponding text input field. At the bottom of the form, there are two buttons: "Cancelar" and "Aceptar".

Ilustración 19. Pantalla DATOS FRANCIA.

DATOS ALEMANIA X

Introduzca los datos de consumo

Tensión de conexión (kV)	Potencia (MW)	Coeficiente de Disponibilidad
<input style="width: 80%;" type="text"/>	<input style="width: 80%;" type="text"/>	<input style="width: 80%;" type="text"/>

Cancelar
Aceptar

Ilustración 20. Pantalla ALEMANIA..

La aplicación permite calcular el precio medio final de la electricidad de un perfil de consumo y país determinado. Sin embargo, se puede utilizar la aplicación de forma que, introduciendo los datos del mismo perfil de consumo y cambiando el país, se puedan obtener los resultados de dicho ejemplo para países distintos y así poder compararlos.

Además, también es posible introducir casos de estudio de distintas características para comprobar qué modelo de consumo eléctrico industrial se ajusta más al presupuesto. Adicionalmente, se puede calcular cada precio en distintos países y poder así concluir qué perfil de consumo y en qué país es más reducida la factura de la electricidad, este es el caso del estudio de este proyecto.

Tras la recolección de los datos característicos de cada perfil de consumo para cada país se dispone la información con la estructura que se muestra en este ejemplo:

País	Tensión (kV)	Potencia MW	Potencia P1	Potencia P2	Potencia P3	Potencia P4	Potencia P5	Potencia P6	Coef. Disponibilidad	Horas de consumo	Consumo anual (GWh)	Tarifa
España	25		8	8	8	8	8	8	0,8	7008	56	6.1A
España	25		3	3	4	7	8	10	0,8	7008	56	6.1A
España	35		10	10	10	10	10	10	0,8	7008	70	6.1B
España	35		4	5	7	9	10	12	0,8	7008	70	6.1B
España	45		20	20	20	20	20	20	0,8	7008	140	6,2
España	45		9	9	14	18	20	24	0,8	7008	140	6,2
España	100		55	55	55	55	55	55	0,8	7008	385	6,3
España	100		38	39	46	55	57	60	0,8	7008	385	6,3
España	150		80	80	80	80	80	80	0,8	7008	561	6,4
España	150		62	62	66	75	82	87	0,8	7008	561	6,4
España	355		190	190	190	190	190	190	1	8760	1664	6,4
España	355		120	130	142	165	200	215	1	8760	1664	6,4
Francia	25		8	8	8	8	8	8	0,8	7008	56	HTA 1
Francia	25		5	5	8	8	10	10	0,8	7008	56	HTA 1
Francia	35		10	10	10	10	10	10	0,8	7008	70	HTA 1
Francia	35		6	6	8	11	13	13	0,8	7008	70	HTA 1
Francia	45		20	20	20	20	20	20	0,8	7008	140	HTA 2
Francia	45		10	10	15	23	27	27	0,8	7008	140	HTA 2
Francia	100		55	55	55	55	55	55	0,8	7008	385	HTB 1
Francia	100		46	46	53	57	60	60	0,8	7008	385	HTB 1
Francia	150		80	80	80	80	80	80	0,8	7008	561	HTB 2
Francia	150		66	66	78	83	88	88	0,8	7008	561	HTB 2
Francia	355		190	190	190	190	190	190	1	8760	1664	HTB 3
Francia	355		140	140	187	200	215	215	1	8760	1664	HTB 3
Alemania	25	8							0,8	7008	56	
Alemania	35	10							0,8	7008	70	
Alemania	45	20							0,8	7008	140	
Alemania	100	55							0,8	7008	385	
Alemania	150	80							0,8	7008	561	
Alemania	355	190							1	8760	1664	

Ilustración 21. Ejemplo casos de estudio en aplicación.

Posteriormente, la aplicación permite dar la orden de comienzo de la computación de los cálculos y así obtener los precios finales de la electricidad para cada caso de estudio y cada país.

Los resultados de los precios finales de la electricidad son expuestos ante el usuario, como se puede observar en el capítulo 7 de este proyecto, según la siguiente estructura para cada perfil de consumo: elementos individuales del componente de la energía, cálculo del componente de la energía, elementos independientes del componente regulado del precio, cálculo del componente regulado del precio, cada uno de los impuestos, cálculo del total de los impuestos y finalmente el cálculo del precio de la electricidad.

Este último cálculo es la suma de los componentes de la energía, costes regulados e impuestos.

En cada apartado se especifica, si procede, las exenciones correspondientes y sus valores, que tendrán signo negativo.

Finalmente, con el fin de llevar a cabo la comparativa con los distintos precios de la electricidad a nivel europeo, se obtienen 4 tipos de gráficos predefinidos, como se puede comprobar en el capítulo 8 de este proyecto. La primera clase muestra una comparativa de precios para cada caso de estudio a nivel nacional. La segunda clase representa la variación de los precios según el nivel de consumo energético anual distinguiendo entre cada país. El tercer tipo expone los precios de la electricidad desglosando sus componentes. Por último, el cuarto tipo de gráfico presenta la variación de los componentes del precio en función del consumo anual en tanto por ciento con respecto al precio final.

6. CASOS DE ESTUDIO

La importancia de este tipo de estudios relativos al precio de la energía eléctrica es de vital importancia en el caso de la industria electrointensiva.

Este tipo de actividades, generalmente pertenecientes a la industria básica como es el sector metalúrgico, siderúrgico, químico y en definitiva aquellas industrias dedicadas a la transformación de materias primas, se caracterizan por tener una elevada demanda de energía eléctrica.

A esto se debe que el coste energético pueda llegar a representar hasta el 50% del cómputo global de los costes de producción. Por lo tanto, y para asegurar la estabilidad de las industrias a largo plazo, será necesario desarrollar dichas actividades industriales en mercados cuyos precios de la energía eléctrica sean competitivos a escala internacional.

El estudio se llevará a cabo utilizando los perfiles de consumo típicos de 6 consumidores electrointensivos conectados a la red eléctrica a distintos niveles de tensión y con demandas de potencia distintas.

Se tomará como referencia el modelo de España con el fin de asignar a cada tipo de tarifa existente un consumidor. Después, se les aplicarán los modelos de Francia y Alemania a sus perfiles de consumo ya predefinidos.

Con el fin de representar perfiles más realistas, se ha tomado en consideración un coeficiente de disponibilidad de 0,8 para todos los niveles de tensión (resultando un total de 7008 horas al año de consumo eléctrico y aproximando el dato a 7000 horas) excepto para el mayor, permitiendo que éste represente aquellas industrias consumidoras energía eléctrica durante más de 8000 horas al año.

Los niveles de potencia han sido escogidos como valores típicos para cada uno de los rangos de tensión distinguidos en el sistema español.

El producto entre la potencia y las horas de suministro resultará como la cantidad de energía consumida al año.

Los perfiles de consumo seleccionados para aplicárseles los componentes de los costes del consumo eléctrico son los siguientes:

Horas de consumo anuales	Tensión	Potencia contratada (MW)	Energía consumida (GWh)
7000	25	8	56
7000	35	10	70
7000	45	20	140
7000	100	55	385
7000	150	80	561
8760	355	190	1664

Tabla 49. Perfiles de consumo de casos de estudio.

Trasladando los casos de estudio a cada uno de los sistemas, se les asignarán las tarifas y costes correspondientes a sus características individuales quedando de la siguiente manera:

Horas de consumo anual	Tensión	Potencia contratada (MW)							Consumo anual		Tarifas
		Sin discriminación horaria	Con discriminación horaria						MWh	GWh	
			P1	P2	P3	P4	P5	P6			
7000	25	8	3	3	4	7	8	10	56097	56	6.1 A
7000	35	10	4	5	7	9	10	12	70123	70	6.1 B
7000	45	20	9	9	14	18	20	24	139973	140	6.2
7000	100	55	38	39	46	55	57	60	385114	385	6.3
7000	150	80	62	62	66	75	82	87	560817	561	6.4
8760	355	190	120	130	142	165	200	215	1663676	1664	6.4

Tabla 50. Perfiles de consumo en España.

En España, cada uno de los perfiles de consumo elegidos como casos de estudio se asignarán a un tipo de tarifa de acceso, desde la 6.1A hasta la 6.4.

Además, las tarifas de acceso de alta tensión incluyen dos tipos de perfil de consumo: con y sin discriminación horaria. Los valores de la potencia contratada para cada periodo para las tarifas con discriminación horaria se han determinado de forma que sea menor en horas pico (P1) y mayor en horas valle (P6).

Además, el sumatorio de los productos de cada potencia por las horas anuales correspondientes a cada periodo (aplicando también el coeficiente de disponibilidad) dan lugar al mismo consumo total anual que para los perfiles sin discriminación horaria.

Horas de consumo anual	Tensión	Potencia contratada (MW)					Consumo anual		Rangos de tensión equivalente	Tarifas	
		Sin discriminación horaria	Con discriminación horaria					MWh			GWh
			A	B	C	D	E				
7000	25	8	5	5	8	8	10	56227	56	$1\text{kV} \leq V \leq 40\text{kV}$	HTA 1
7000	35	10	6	6	8	11	13	69934	70	$1\text{kV} \leq V \leq 40\text{kV}$	HTA 1
7000	45	20	10	10	15	23	27	139696	140	$40\text{kV} \leq V \leq 50\text{kV}$	HTA 2
7000	100	55	46	46	53	57	60	384652	385	$50\text{kV} \leq V \leq 130\text{kV}$	HTB 1
7000	150	80	66	66	78	83	88	561362	561	$130\text{kV} \leq V \leq 350\text{kV}$	HTB 2
8760	355	190	140	140	187	200	215	1664134	1664	$350\text{V} \leq V \leq 500\text{kV}$	HTB 3

Tabla 51. Perfiles de consumo en Francia.

En el caso de Francia, los perfiles de consumo elegidos como casos de estudio se corresponderán con las tarifas de acceso francesas de forma que los rangos de tensión originales casen con los equivalentes a este país. De esta forma, hay dos perfiles de consumo a los que les corresponde una tarifa HTA 1.

Con el objetivo de ampliar la comparativa de precios, se ha incluido también en Francia (ya que la normativa lo permite) los perfiles de consumo sin discriminación horaria.

Por otra parte, el número de periodos de discriminación horaria en Francia es de cinco, uno menos que en el caso español. También, se ha de tener en cuenta que la potencia contratada para cada periodo ha de ser menor o igual a la del periodo siguiente. Por lo tanto, ha sido necesario reasignar los valores de potencia contratada para cada periodo y de forma que se mantuviesen los valores de consumo anual inalterados (aproximadamente).

Horas de consumo anual	Tensión	Potencia contratada (MW)	Consumo anual		Rango de tensión equivalente
			MWh	GWh	
7000	25	8	56227	56	Media Tensión (<60 kV)
7000	35	10	69899	70	
7000	45	20	139600	140	
7000	100	55	384652	385	Alta tensión (60 kV -110 kV)
7000	150	80	561362	561	Transformación (110 kV -220 kV)
8760	355	190	1664134	1664	Muy alta tensión > 220kV

Tabla 52. Perfiles de consumo Alemania.

En el caso de Alemania, los perfiles de consumo elegidos como casos de estudio se corresponderán según su tensión de conexión a uno de los cuatro rangos de tensión diferenciados en este país.

Para la realización de los cálculos del precio de la electricidad en Alemania los valores de potencia contratada son indiferentes por lo que no se distinguen tampoco periodos de discriminación horaria.

7. RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados arrojados por la aplicación informática tras realizar los cálculos correspondientes para cada caso de estudio y con las características de cada país: España, Francia y Alemania, respectivamente.

Se ha de tener en cuenta que se han tomado varias consideraciones con respecto a la aplicación de los diferentes elementos de los componentes del precio final.

La primera aproximación a tener en cuenta es que se han realizado los cálculos utilizando el precio medio de los mercados mayoristas. Este hecho será relevante en los resultados obtenidos para aquellos consumidores que hacen un consumo con discriminación horaria ya que éstos tienden a demandar energía en horas valle, es decir, cuando el precio es menor y por lo tanto sus resultados serían inferiores a los obtenidos.

En el caso de España las consideraciones tomadas han sido las siguientes:

- Se ha tomado el valor correspondiente de la Tabla 5 para el componente del precio referido a los mercados diario e intradiario, que expresa el desglose de los precios medios, ya que ésta muestra los valores del precio final.
- Las restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de desvíos quedan recogidas como “servicios de ajustes”.
- En el cálculo de los peajes de acceso y pagos por capacidad se ha tenido en cuenta un consumo idéntico para cada mes y el número de horas de cada período de discriminación horaria para cada uno, descritos en la Tabla 10.
- Se asume que, al evaluarse casos de estudio referidos a consumidores de la industria electrointensiva, se les es aplicable la reducción de Impuesto de la Electricidad.

En el caso de Francia, las consideraciones han sido las siguientes:

- Se ha tomado como precio de la electricidad de los mercados mayoristas el precio final medio del mercado diario.
- En el cálculo de las tarifas de acceso se ha tenido en cuenta un consumo idéntico para cada mes y el número de horas de cada período de discriminación horaria para cada uno, descritos en la Tabla 15.
- Se asume, en el componente de medición, que el equipo es propiedad del operador de la red.
- Se ha supuesto que los perfiles de consumo de los casos de estudio se corresponden con un perfil de alto uso de las redes eléctricas.
- Se presupone el uso de una única célula y un kilómetro de líneas en el componente anual de suministro complementario y reserva.
- No se contemplan, por simplicidad, los componentes de agrupación, excesos puntuales, energía reactiva ni energía inyectada.
- Para la Contribución al Servicio Público de Electricidad se ha asumido que, al tratarse de casos de estudio representativos de consumidores de la industria electrointensiva, es aplicable la reducción y con el fin de incluir a la mayoría de

los consumidores representados se ha asumido un consumo de 1,5 kWh por cada euro de valor añadido.

En el caso de Alemania, las consideraciones tomadas han sido las siguientes:

- Se ha tomado como precio de la electricidad de los mercados mayoristas el precio final medio del mercado diario.
- Se han utilizado los valores de los coeficientes de las tarifas de acceso a redes de transporte y distribución de energía eléctrica, pagos por medición y pagos por reserva de red de Transnet BW y Netze BW.
- Para el suplemento de regulación de tarifas, se ha contemplado que la facturación total de los costes de energía eléctrica de las compañías de los casos de estudio es superior al 4%.
- En la contribución a las energías renovables se ha asumido un valor de 1€/MWh.
- Para las contribuciones a la cogeneración y los parques eólicos offshore se ha tenido en cuenta que la facturación total de los costes de energía eléctrica de las compañías de los casos de estudio es superior al 4%
- En el impuesto sobre la electricidad se ha tomado como valor a tener en cuenta el mínimo por ley (1,7€/MWh).

7.1 España

	Plano	DH	Plano	DH	Plano	DH	Plano	DH	Plano	DH	Plano	DH
GWh	56	56	70	70	140	140	385	385	561	561	1664	1664
Componente de la energía												
Mercado diario e intradiario	53,41											
Servicios de ajustes	2,36											
Pérdidas	3,13	3,13	3,13	3,13	2,21	2,21	1,56	1,56	0,82	0,82	0,82	0,82
Gestión comercial	0,30											
Precio energía	59,20	59,20	59,20	59,20	58,27	58,27	57,62	57,62	56,89	56,89	56,89	56,89
Componente regulado												
Tarifas de acceso	15,45	9,16	12,24	7,98	8,75	5,79	7,47	6,16	5,41	4,62	4,33	3,35
T.Energía	6,29	4,01	5,15	3,58	3,68	2,55	3,55	2,97	2,40	2,14	2,40	2,00
Pagos por capacidad	0,72	0,27	1,11	0,69	1,11	0,70	1,11	0,90	1,11	0,94	1,11	0,84
Servicio de interrumpibilidad	2,06											
Fondo de Eficiencia Energética	0,26											
O.Sistema	0,11											
O.Mercado	0,02											
Precio regulados	24,91	15,89	20,96	14,69	15,99	11,48	14,58	12,48	11,38	10,15	10,30	8,64
Impuestos												
Impuesto sobre la electricidad	4,30	3,84	4,10	3,78	3,80	3,57	3,69	3,58	3,49	3,43	3,43	3,35
85% IME	-3,66	-3,26	-3,48	-3,21	-3,23	-3,03	-3,14	-3,05	-2,97	-2,91	-2,92	-2,85
Impuesto municipal	0,94	0,93	0,94	0,94	0,93	0,92	0,92	0,91	0,91	0,90	0,91	0,90
Precio impuestos	1,58	1,50	1,56	1,50	1,50	1,46	1,47	1,45	1,43	1,42	1,42	1,41
Precio Final	85,69	76,59	81,71	75,39	75,76	71,21	73,68	71,56	69,70	68,45	68,61	66,93

Tabla 53. Resultados precios electricidad en España 2017.

7.2 Francia

	Plano	DH	Plano	DH	Plano	DH	Plano	DH	Plano	DH	Plano	DH	
GWh	56	56	70	70	140	140	385	385	561	561	1664	1664	
Componente de la energía													
Mercado mayorista	44,97												
Gestión comercial	0,30												
Precio energía	45,27												
Componente regulado													
Tarifas de acceso	C. Gestión	0,008	0,008	0,006	0,006	0,003	0,003	0,022	0,022	0,015	0,015	0,005	0,005
	C. Medición	0,010	0,010	0,008	0,008	0,004	0,004	0,008	0,008	0,005	0,005	0,002	0,002
	C. Suministro	14,66	13,56	14,66	13,33	14,66	13,03	9,09	8,77	5,18	5,03	3,10	3,10
	A. Compleme	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	0,12	0,12	0,07	0,07
	A. de reserva	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,42	0,21	0,22	0,00	0,00
Precio regulado	14,68	13,58	14,67	13,34	14,67	13,03	9,62	9,31	5,53	5,39	3,17	3,17	
Impuestos													
CSPE	22,50												
CSPE = 7,5 €/MWh	-15,00												
CTA	0,61	0,58	0,61	0,58	0,61	0,58	0,43	0,43	0,17	0,17	0,01	0,01	
Precio de impuestos	8,11	8,08	8,11	8,08	8,11	8,08	7,93	7,93	7,67	7,67	7,51	7,51	
Precio final	68,06	66,93	68,06	66,69	68,05	66,38	62,82	62,51	58,47	58,33	55,95	55,95	

Tabla 54. Resultados precios electricidad en Francia en 2017.

7.3 Alemania

GWh		56	70	140	385	561	1664
Componente de la energía							
Mercado mayorista		34,20					
Desvíos		1,37					
Gestión comecial		0,30					
Precio energía		35,87					
Componente regulado							
Tarifas de acceso	T. Potencia	7,84	7,84	7,84	6,70	9,06	5,92
	T. Energía	12,40	12,40	12,40	7,30	0,30	1,30
Exención tarifas de acceso		-16,19	-16,19	-16,19	-11,20	-7,49	-6,49
Pagos por medición		0,08	0,07	0,03	0,01	0,01	0,00
Suplemento de regulación		0,25					
C. Energías renovables		1,00					
C. Cogeneración		0,60					
C. Aerogeneración marina		0,25					
Interrumpibilidad		0,06					
Precio regulado		6,29	6,28	6,24	4,97	4,04	2,88
Impuestos							
Impuesto sobre electricidad		20,50					
Exención Impuesto sobre electricidad		-18,80					
Uso de terrenos		16,20					
Precio impuestos		17,90					
Precio final		60,06	60,04	60,01	58,74	57,81	56,65

Tabla 55. Resultados precios electricidad Alemania 2017.

8. COMPARATIVA

Primeramente, antes de dar comienzo a la comparativa de los precios de la energía eléctrica a nivel europeo, se procede a estudiar y analizar los resultados arrojados por la aplicación para cada país de forma individual para después pasar a comparar los resultados a nivel europeo.

Comparativa nacional

En el caso de España, y como se puede observar en la Ilustración 22, la tendencia de los precios finales medios de la electricidad es decreciente según aumenta el consumo anual de energía.

Precios electricidad en España (€/MWh)

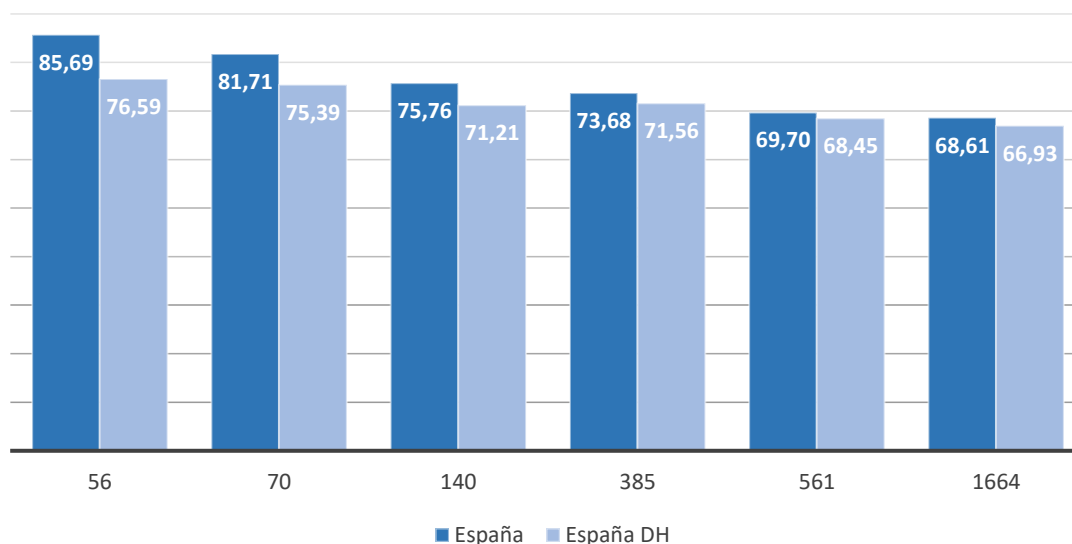


Ilustración 22. Resultado del cálculo de precios de la electricidad en España 2017.

Además, se aprecia cómo los consumos con discriminación horaria salen beneficiados con respecto a los consumos planos.

Los precios de los perfiles planos se sitúan entre 85,69 €/MWh y 68,61€/MWh (diferencia de 17,08 €/MWh entre el precio más caro y el más barato) mientras que los que varían el consumo según los periodos horarios se encuentran entre 76,59 €/MWh y 66,93 €/MWh (diferencia de 9,66 €/MWh).

Por lo tanto, la restructuración del perfil de consumo en periodos del día de mayor y menor demanda se traduce en una reducción del precio final medio de la electricidad de entre 10,5% y 2,4%.

En el caso de Francia la tendencia es similar al del caso español: el precio de la electricidad disminuye en función del crecimiento del consumo anual.

Precios electricidad en Francia (€/MWh)

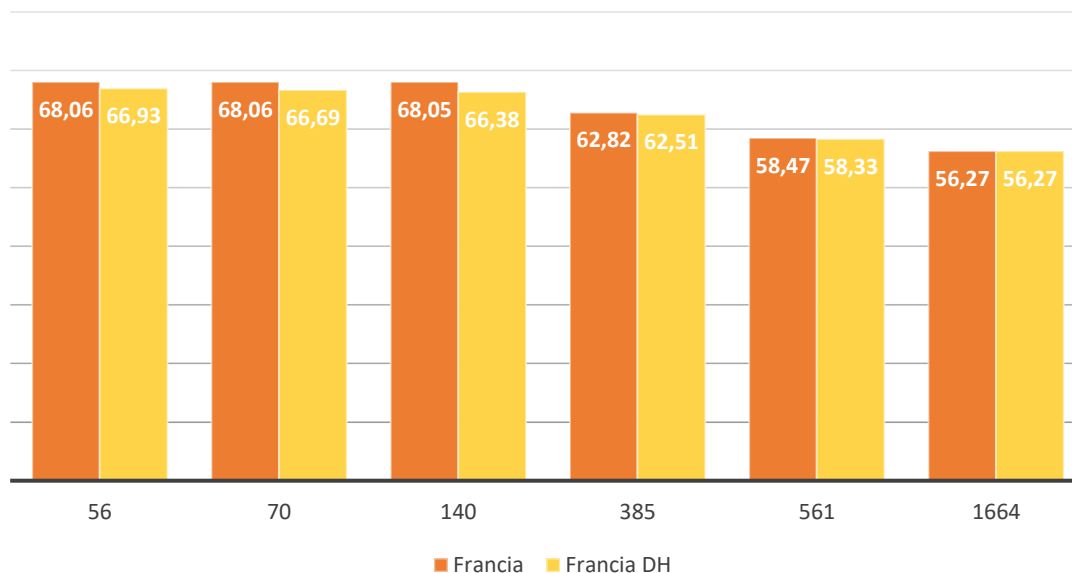


Ilustración 23. Resultado del cálculo de precios de la electricidad en Francia 2017.

Como se puede comprobar en la Ilustración 23, en los perfiles de consumo con discriminación horaria, el precio se reduce al aumentar el consumo total anual. Sin embargo, en el caso del perfil plano, los precios se mantienen similares (varían entre 68,06 €/MWh y 68,05 €/MWh) hasta superar los 140 GWh al año, momento en el cual tienden a disminuir. Estos resultados se fundamentan en que en Francia los tres primeros consumos anuales quedan definidos como consumidores de media tensión y, según la Tabla 54, el único componente que varía de un consumidor a otro es el de costes regulados, que a su vez, son idénticos ya que comparten los mismos coeficientes en el cálculo del precio.

Al igual que en el caso de España, los consumidores que optan por un consumo estructurado según los periodos de mayor y menor demanda salen beneficiados con respecto a los que su consumo no varía a lo largo del día.

En el caso de los consumidores planos los precios varían entre 68,06 €/MWh y 56,27 €/MWh (diferencia de 11,79 €/MWh entre el precio más caro y el más barato) mientras que la discriminación horaria hace que los precios medios finales varíen entre 66,93 €/MWh y 56,27 €/MWh (diferencia de 10,66 €/MWh). Este hecho se traduce en una reducción del precio de entre el 1,7% y el 0,0%.

El caso alemán sigue la naturaleza de los anteriores reduciendo los valores del precio final medio de la electricidad según el consumo total de energía aumenta.

Precios electricidad en Alemania (€/MWh)

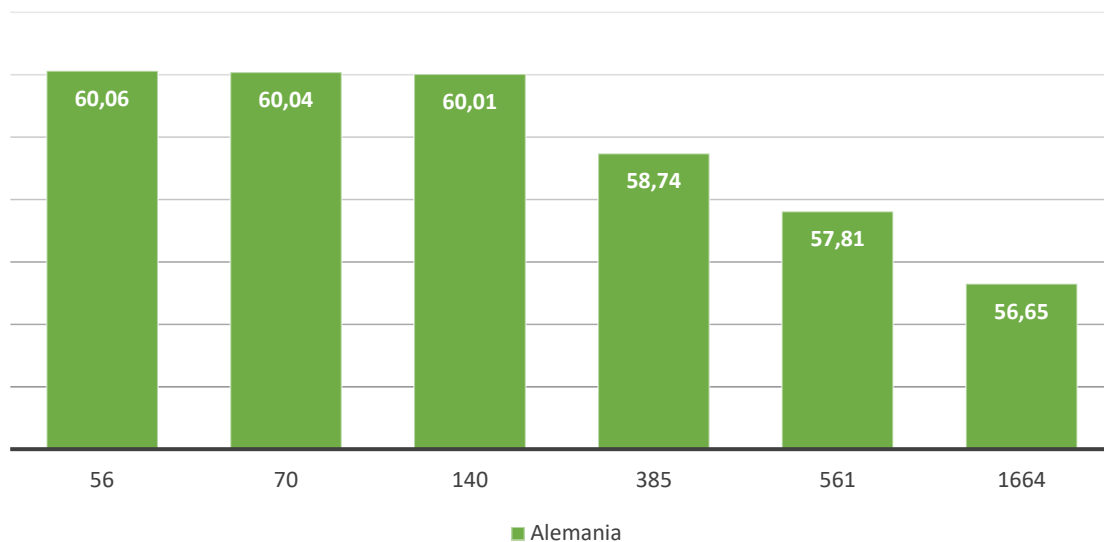


Ilustración 24. Resultado del cálculo de precios de la electricidad en Alemania 2017.

En este último caso los precios varían entre 60,06 €/MWh y 56,65 €/MWh (diferencia de 3,41 €/MWh entre el más caro y el más barato). Además, existe una variación entre los valores de los dos perfiles de menor consumo de dos centésimas, hecho que podría deberse a que ambos pertenecen al rango de media tensión.

Haciendo hincapié en los resultados de la diferencia monetaria entre los consumidores de mayor y menor consumo anual se comprueba cómo en España y Francia, donde los precios se reducen significativamente según una cuantía mayor de demanda, es relativamente más económico aumentar el consumo anual que en Alemania, en el que los precios no sufren grandes alteraciones.

Por otra parte, a diferencia de los consumidores franceses y alemanes, en España el beneficio económico relativo a la restructuración del consumo horario es relativamente significativo, especialmente para bajos consumos.

Comparativa internacional

A continuación, se realiza la comparativa de los precios finales medios entre los tres países simultáneamente:

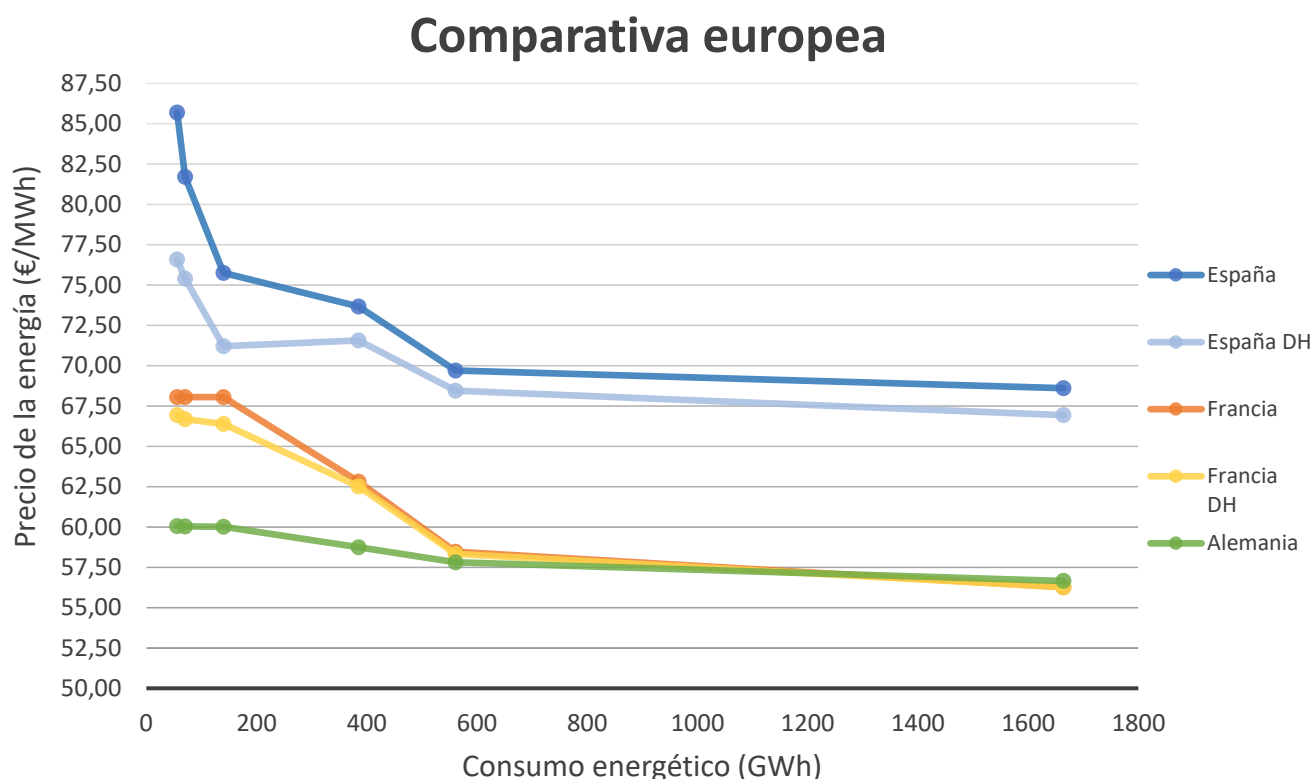


Ilustración 25. Comparativa europea de precios finales medios de la electricidad 2017.

Como se puede comprobar en la Ilustración 25, y como ya se ha comentado anteriormente, los precios finales medios de la electricidad en 2017 siguen una tendencia apreciable de decrecimiento con el aumento del consumo energético anual.

Por otra parte, los valores de los precios obtenidos del cálculo de la aplicación son mayores en España, seguidos de los valores de Francia y siendo los más bajos los de Alemania.

La media europea de los precios para cada caso de estudio es de:

GWh	56	70	140	385	561	1664
Media €/MWh	71,47	70,38	68,28	65,86	62,55	60,95

Se puede observar así las diferentes naturalezas de los precios en Europa comparándolas por países: en España, con precios superiores a la media de los tres países, los precios caen con fuerte pendiente hasta los 140 GWh, punto a partir del cual la caída se reduce progresivamente. En Francia, con precios en torno a la media, se mantienen los precios constantes hasta los 140 GWh, consumo a partir del cual la pendiente (negativa) pasa a ser significativa para después volver a reducirse a partir de los 561 GWh. En Alemania,

con precios inferiores a la media, la variación de los valores es relativamente baja y de pendiente aproximadamente constante, a diferencia con los otros dos países.

Otro hecho apreciable y previamente mencionado, es la rentabilidad económica que ofrece la estructuración del consumo en periodos horarios (casos de España y Francia).

Un dato llamativo es el del caso de estudio de mayor consumo anual y mayor número de horas de demanda. En este ejemplo, y al contrario que en el resto, el valor del precio alemán es superior al del caso francés. Esto es debido a las ventajas económicas que disfrutaban los grandes consumidores, al menos por encima de los 561 GWh, en Francia.

Si se lleva a cabo un estudio comparativo cuantitativo se pueden calcular los incrementos de los precios de cada nivel de consumo en cada país. Utilizando el caso español como referencia, los valores obtenidos son:

GWh	Consumo	Estructura	€/MWh			
			España	Francia		Alemania
56	Plano	85,69	68,06	-20,6%	60,06	-29,9%
	DH	76,59	66,93	-12,6%		-21,6%
70	Plano	81,71	68,06	-16,7%	60,04	-26,5%
	DH	75,39	66,69	-11,5%		-20,4%
140	Plano	75,76	68,05	-10,2%	60,01	-20,8%
	DH	71,21	66,38	-6,8%		-15,7%
385	Plano	73,68	62,82	-14,7%	58,74	-20,3%
	DH	71,56	62,51	-12,6%		-17,9%
561	Plano	69,7	58,47	-16,1%	57,81	-17,1%
	DH	68,45	58,33	-14,8%		-15,5%
1664	Plano	68,61	56,27	-18,0%	56,65	-17,4%
	DH	66,93	56,27	-15,9%		-15,4%

Tabla 56. Diferencia de los precios de Francia y Alemania frente a España en 2017.

De esta forma se puede apreciar cómo en Francia y Alemania el precio puede llegar a ser hasta un 20,6% y 29,9%, respectivamente, menor al de España para el mismo perfil de consumo.

Tras estudiar los precios finales medios de cada país y realizar un análisis comparativo entre ellos, se procede a continuación a comparar los precios para cada caso de estudio en cada país y ampliar la comparativa desglosando los valores de los componentes del precio final.

En el caso de estudio con un consumo anual de 56 GWh, el desglose del precio final queda representado de la siguiente manera:

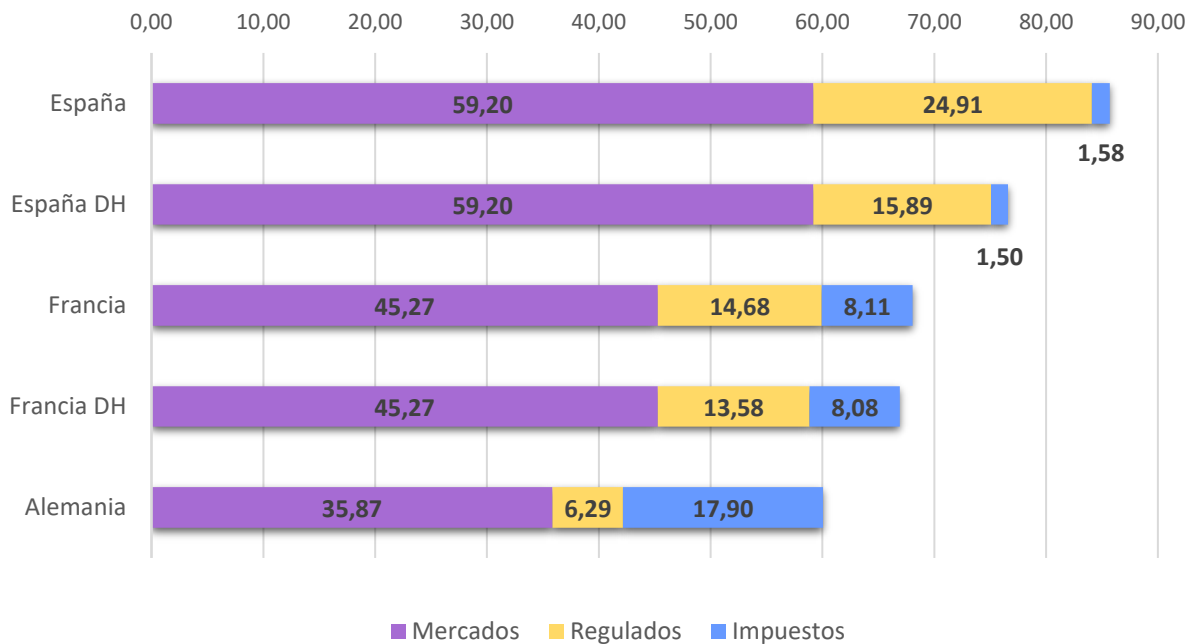


Ilustración 26. Desglose comparativo de precios finales 2017 56GWh.

Se aprecia así que el componente más significativo en los tres países es el de la energía, es decir, el valor obtenido del pool eléctrico. En el caso de España, el precio obtenido de la casación de ofertas de los mercados diario e intradiario es superior al de los otros dos países, siendo el francés, a su vez, mayor que el alemán.

Con respecto al componente regulado, se observa cómo, al igual que en el caso de los resultados del pool, son mayores en España, medios en Francia e inferiores en Alemania.

En el caso de los impuestos, el comportamiento de éstos es inverso al de los componentes de la energía y el regulado. De esta manera, los impuestos son mayores en Alemania, seguidos de los franceses y por último los españoles.

Un hecho a destacar es que el valor de los impuestos es ligeramente superior, en el caso francés, para aquellos consumidores con discriminación horaria con respecto a los planos.

En el caso de estudio con un consumo anual de 70 GWh, el desglose del precio final queda representado de la siguiente manera:

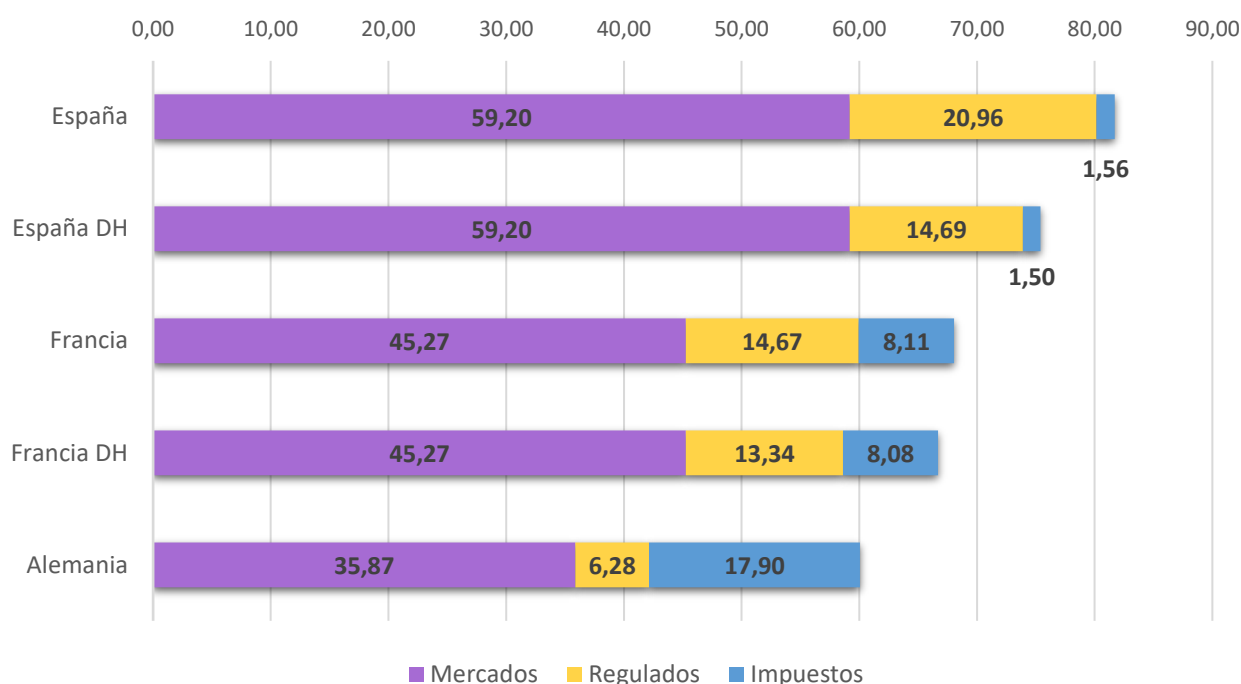


Ilustración 27. Desglose comparativo de precios finales 2017 70 GWh.

Como el valor del precio de mercado de la energía eléctrica es el mismo para todos los consumidores, no se aprecian cambios en este componente con respecto a lo explicado en el caso de estudio anterior.

De nuevo el componente regulado del precio final sigue la tendencia de ser superior en España, seguido de Francia y por último Alemania.

En el caso de los impuestos, el comportamiento de éstos es el mismo que en el caso anterior. Sin embargo, cabe destacar que el valor del coste de los impuestos en Alemania no se ha alterado ya que éste no depende de la tensión de conexión, potencia contratada ni consumo energético anual.

Al igual que para consumos de 56 GWh, el valor de los impuestos es ligeramente superior, en el caso francés, para aquellos consumidores con discriminación horaria con respecto a los planos.

Por otra parte, cabe destacar la diferencia existente entre los precios del componente regulado para perfiles planos y con discriminación horaria tanto en el caso anterior como en éste, siendo un 36% y un 30%, respectivamente, menores para los perfiles con discriminación.

En el caso de estudio con un consumo anual de 140 GWh, el desglose del precio final queda representado de la siguiente manera:

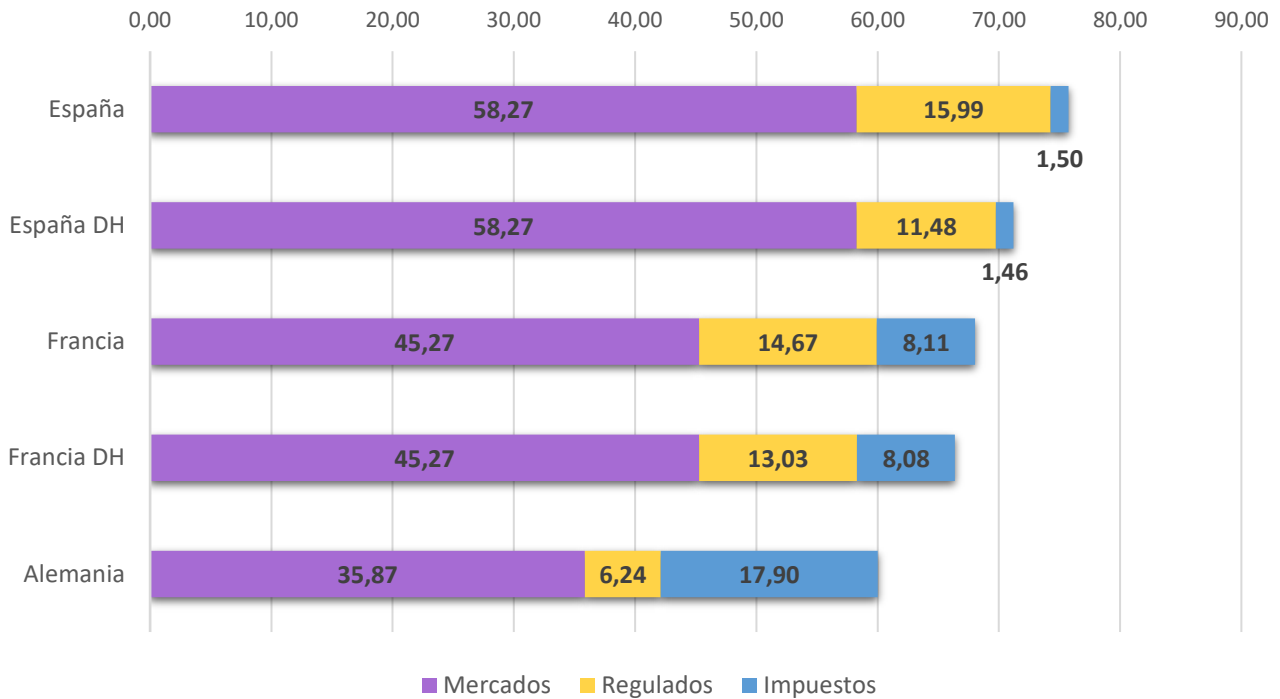


Ilustración 28. Desglose comparativo de precios finales 2017 140 GWh.

De nuevo, como el valor del precio de mercado de la energía eléctrica es el mismo para todos los consumidores, no se aprecian cambios en este componente con respecto a lo explicado en los casos de estudio anteriores.

Igualmente, el componente regulado del precio sigue la tendencia de ser superior en España, seguido de Francia y por último Alemania.

Además, para este valor de consumo anual, la diferencia en España entre el perfil plano y el perfil con discriminación horaria sigue siendo significativa (28%).

En el caso de los impuestos, el comportamiento de éstos es el mismo que en los casos anteriores: superior en Alemania (constante para todos los consumos) y seguido del francés y del español respectivamente.

El hecho de que los impuestos en Francia son mayores para los consumidores con discriminación horaria se sigue dando.

En el caso de estudio con un consumo anual de 385 GWh, el desglose del precio final queda representado de la siguiente manera:

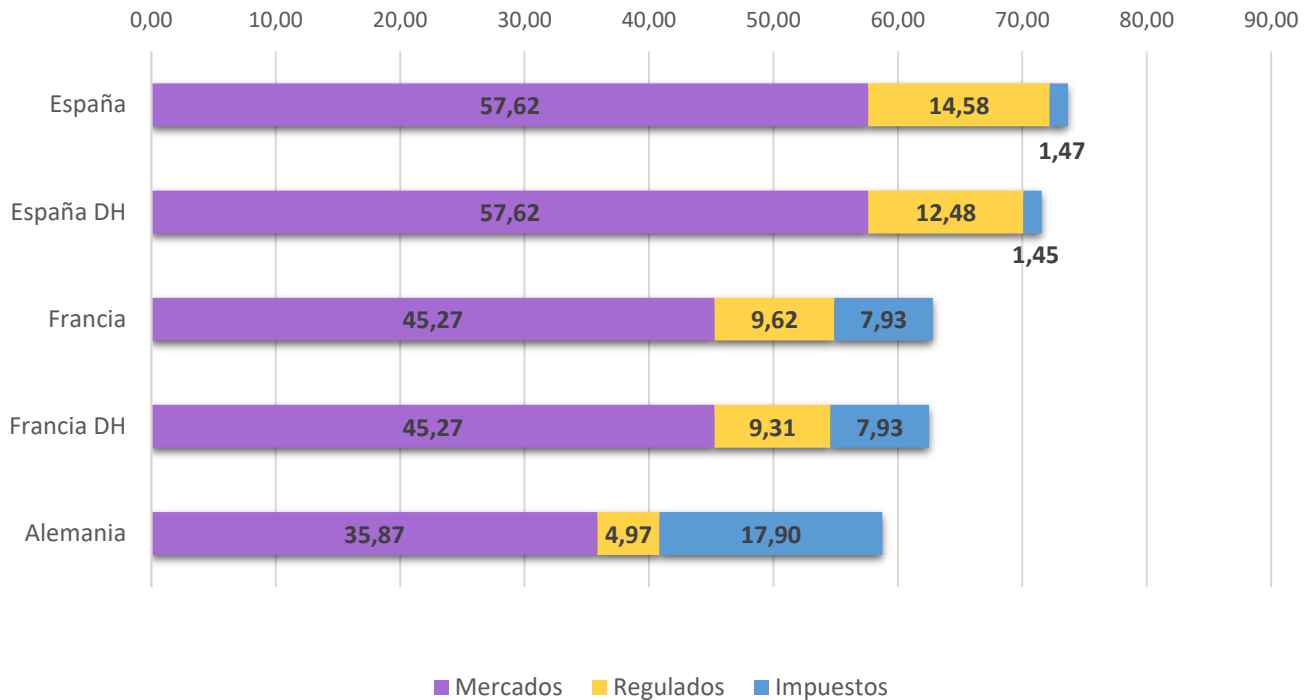


Ilustración 29. Desglose comparativo de precios finales 2017 385 GWh.

Con respecto al componente regulado, se observa cómo en los casos español y francés la diferencia entre consumidores sin y con discriminación horaria se reduce con respecto a los anteriores, especialmente en España.

El comportamiento de los impuestos sigue al del componente regulado: la diferencia entre consumidores con distintas estructuras de consumo se reduce (excepto para el caso alemán que como ya se ha mencionado anteriormente permanece constante).

En el caso de estudio con un consumo anual de 561 GWh, el desglose del precio final queda representado de la siguiente manera:

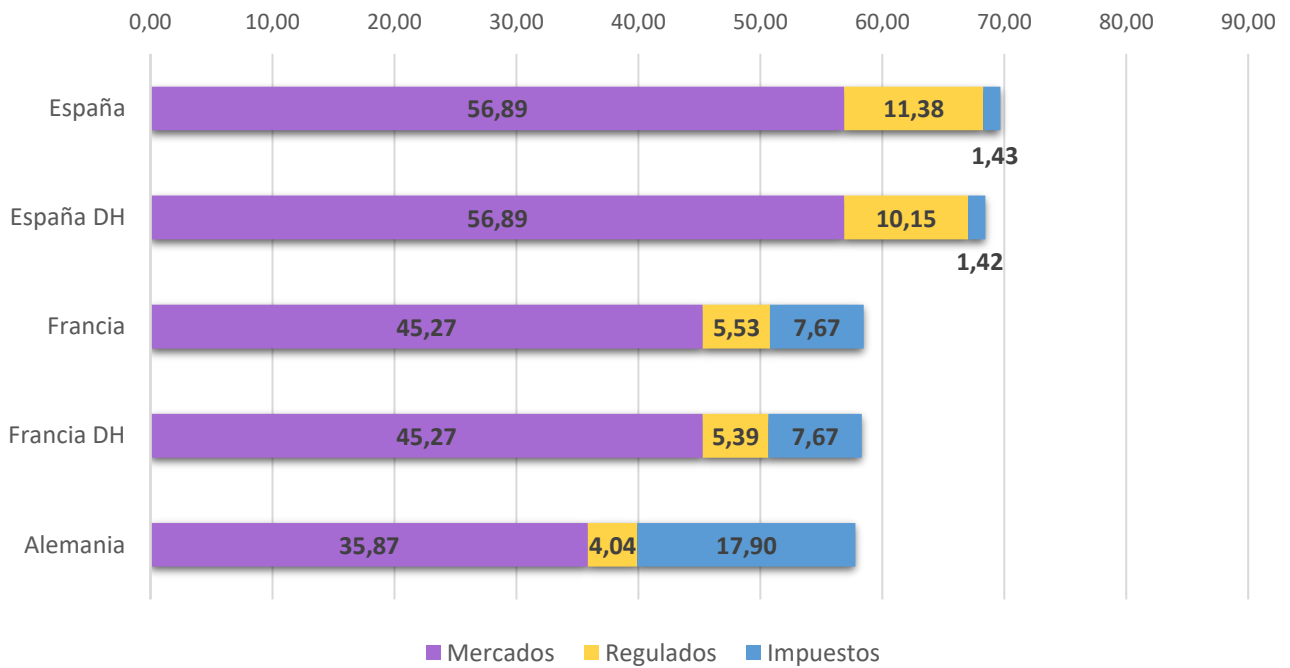


Ilustración 30. Desglose comparativo de precios finales 2017 561 GWh.

Para este caso de estudio se puede comprobar que el rango del componente regulado del precio entre consumidores de estructura plana y con discriminación sigue estrechándose. Lo mismo ocurre con los impuestos.

A estos niveles de consumo para los que los costes regulados e impuestos se reducen tanto, la componente del precio que marca la diferencia (aún más que en el resto de consumos anuales) es el de la energía.

Los tres componentes del precio continúan con la tendencia del resto de casos de estudio: precios del pool invariables y en el mismo orden, misma naturaleza del componente regulado y de los impuestos con respecto al resto de países.

En el caso de estudio con un consumo anual de 1664 GWh, el desglose del precio final queda representado de la siguiente manera:

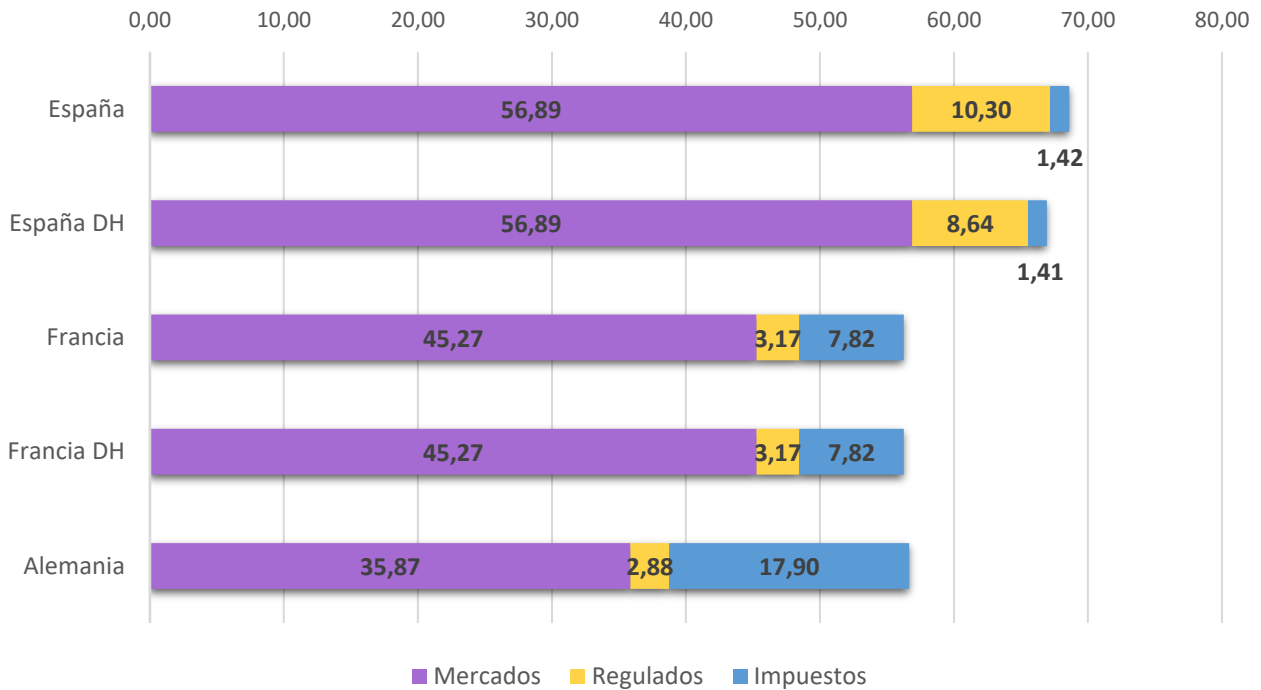


Ilustración 31. Desglose comparativo de precios finales 2017 1664 GWh.

En este último caso de estudio se puede comprobar que los valores de los costes regulados e impuestos del precio final en Francia se han igualado. Este hecho es consecuencia de que en este país no se realiza discriminación horaria para tal nivel de tensión por lo que el componente regulado se iguala entre ambos y, como los impuestos representan un tanto por ciento de los valores anteriores, éstos también se equiparan.

A diferencia de los precios de los mercados mayoristas, que permanecen inalterados para todos los tipos de consumidores, el componente regulado del precio alcanza en este caso sus valores mínimos para cada tipo de consumidor y cada país.

Este mismo hecho ocurre con los impuestos, exceptuando el correspondiente a Alemania, que es constante.

A continuación, se comparan los resultados de cada componente principal de los precios de la energía para cada caso de estudio en cada país. Así pues, se presentan tres gráficos que tratan de ilustrar el tanto por ciento que representa cada componente en función del consumo anual en cada país.

En primer lugar se estudia el componente de energía:

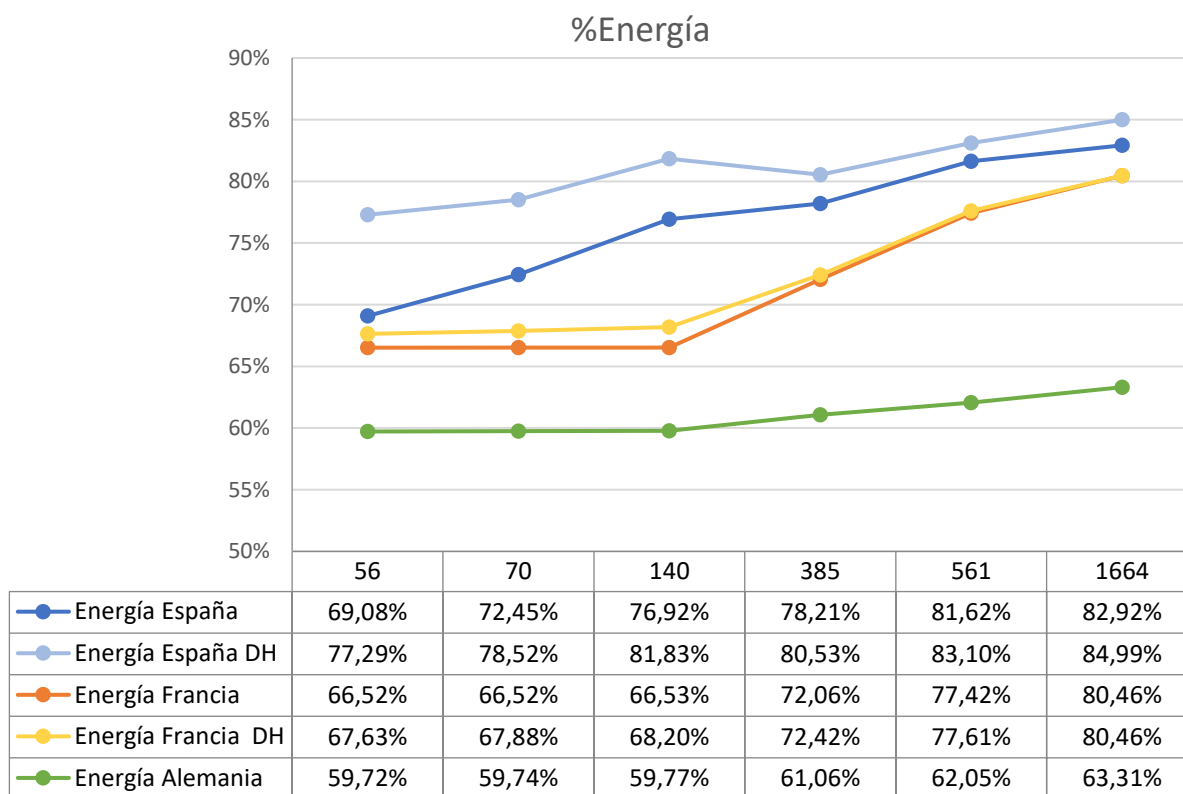


Ilustración 32. Porcentaje componente de energía 2017.

Como se puede observar, la representación del componente de energía en el precio final aumenta con el consumo energético anual. Este hecho se puede explicar de forma que, al tratarse de porcentajes del precio final, dicho aumento progresivo vendrá de la mano una reducción proporcional de alguno de los otros dos componentes del precio, que se analizan más adelante.

Además, se comprueba que mientras que en Alemania la representación en el precio de los mercados mayoristas se encuentra en torno al 60%, en Francia varía entre un 66% y un 80% y en España representa entre un 69% hasta alcanzar el máximo de 85%.

Cabe destacar la diferencia de la pendiente de crecimiento entre España o Francia y Alemania. El porcentaje del componente de la energía en este último país aumenta de una manera mucho menos significativa en comparación con los otros dos.

En el caso de los componentes regulados del precio final de la energía eléctrica, los resultados son los siguientes:

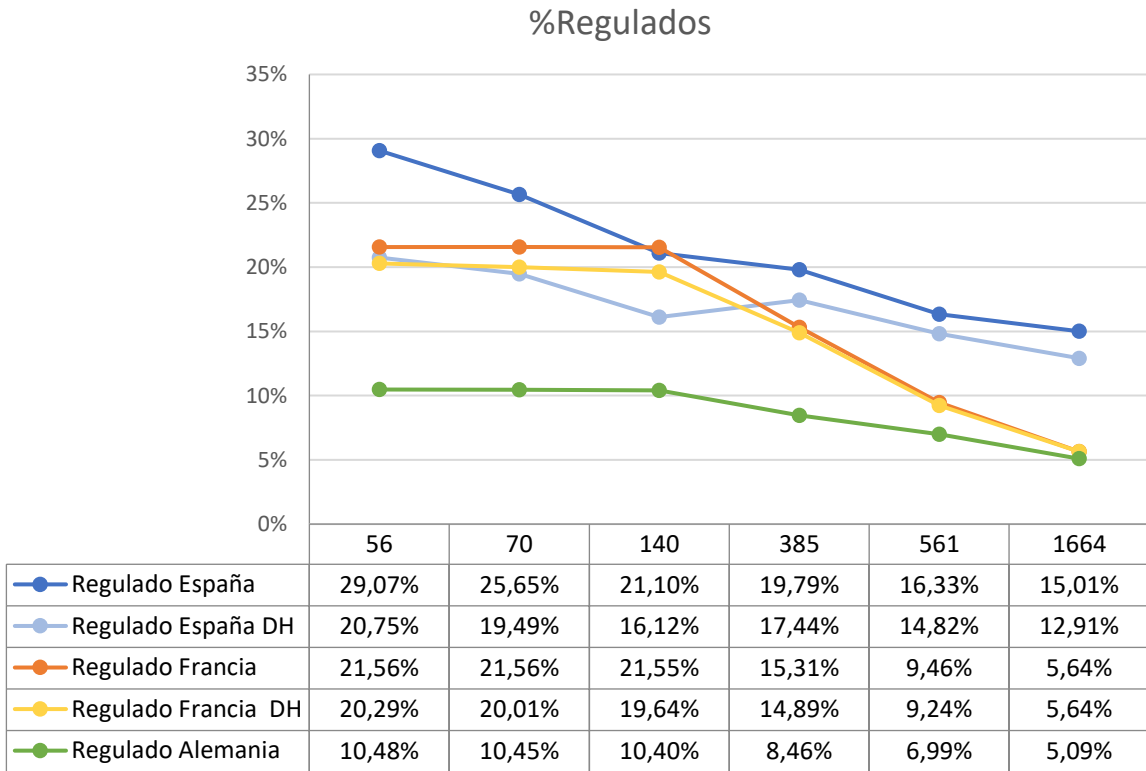


Ilustración 33. Porcentaje componentes regulados 2017.

El porcentaje de los componentes regulados muestra una clara tendencia a verse reducido en tanto en cuanto aumenta el consumo eléctrico anual total.

Esta disminución progresiva es debida a las reducciones de los coeficientes que conforman las tarifas de acceso en función del aumento de la tensión de conexión. Además, este hecho explica el correspondiente crecimiento porcentual del componente de la energía explicada antes.

Al igual que para el componente anterior, la variación del caso alemán en función del consumo anual es la menor de las tres naciones.

De nuevo, al igual que en el componente energético del precio final, la mayor representación de este componente se encuentra en España (entre 29% y 12%), seguido de Francia (entre 21% y 5 %) y, por último, se encuentra Alemania (entre 10% y 5%).

Finalmente, los resultados del componente de impuestos expresado en tanto por ciento del precio final son los siguientes:

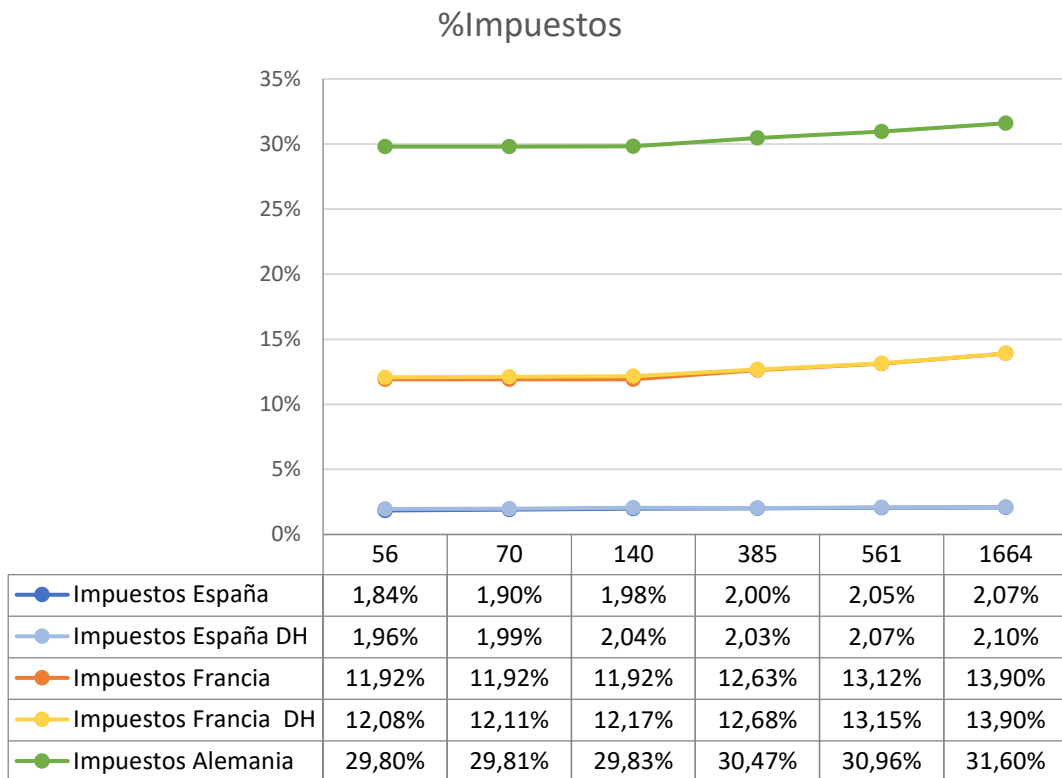


Ilustración 34. Porcentaje componente de impuestos 2017.

Al contrario de los componentes anteriores, la representación de los impuestos en el precio final de la energía eléctrica apenas varía en comparación. De esta manera se demuestra que la variación de los precios en función del consumo anual se basa principalmente en la reducción de los costes asociados al componente regulado del precio.

En este caso, los resultados son opuestos a lo anteriormente estudiado de forma que el mayor valor encontrado es el correspondiente a Alemania (en torno al 30%), seguido de Francia (en torno al 12,5%) y por último se encuentran los porcentajes de impuestos españoles (en torno al 2%).

9. CONCLUSIONES

Con todo lo explicado hasta este punto se puede decir que el objetivo principal de este trabajo de fin de grado se ha satisfecho. Se han estudiado los distintos modelos de sistemas eléctricos de España, Francia y Alemania con el fin de, por medio de unos casos de estudio representativos de la industria electrointensiva, poder calcular el precio medio de la energía eléctrica y comparar los resultados obtenidos.

Al realizar la comparativa de los resultados del precio de la energía eléctrica en cada país se puede llegar a varias conclusiones y serán explicadas en este apartado.

En primer lugar, en lo referente a los precios de la electricidad en el mercado diario, se ha podido comprobar que son inferiores en aquellos países en los que se hace un menor uso de este tipo de mercados y viceversa.

En España se gestiona el 80% de la energía en el mercado diario y, sin embargo, los precios casados son superiores a los de Francia y Alemania, donde el volumen de energía con el que se trabaja en este tipo de mercados es del 22% y 40% respectivamente.

Por una parte, la diferencia de precios del mercado podría llevar a pensar que el coste de generación de energía eléctrica en España es superior al de Francia y Alemania.

Por otra parte, como es natural, los demandantes de suministro eléctrico escogerán la opción más rentable para sus negocios. El hecho de no acudir al mercado de futuros (en España) viene a ser una señal de que los propios generadores de electricidad, en las negociaciones con los consumidores, presentan ofertas que a priori no son atractivas, dando pie a que la venta de energía se realice en el mercado diario. Por lo tanto, en los casos francés y alemán, las ofertas del mercado de futuros son más beneficiosas tanto para los productores como para los consumidores, siendo los costes de electricidad más regulares y conocidos de antemano, aportando una mayor estabilidad económica.

Además, se puede concluir que el precio base del mercado diario de la energía marca la diferencia del precio final medio de la electricidad entre países ya que de partida en España se pagan 12 €/MWh y 21 €/MWh más que en Francia y Alemania respectivamente.

En lo que respecta a las tarifas de acceso del componente regulado de los precios medios finales de la electricidad, se observa una diferencia relativamente significativa entre cada país.

En España, a pesar de poseer las tarifas de acceso más altas, para formar el componente regulado se les añade a los peajes de acceso otros costes (que representan en torno a un 10% adicional). En Francia, con precios de tarifas de acceso medios, el valor de los peajes se basa principalmente (en torno a un 98%) en el coste asociado al suministro eléctrico. Por último, en Alemania, a pesar de añadir a los peajes de acceso otros costos,

el precio de éstos es el mínimo de los tres países gracias a la reducción de hasta un 90% de los términos de potencia y energía.

Por lo tanto, en España, aunque se trata de un componente regulado por el Estado y teniendo en cuenta que los precios medios obtenidos del mercado diario son superiores al del resto de países, la regulación llevada a cabo sobre estos costes sigue dando lugar una mayor cuantía económica a aportar por parte del consumidor para los mismos valores de tensión, de potencia contratada y de consumo energético.

Otro hecho a destacar, referente al componente regulado de los precios, es que en España los costes asociados a los servicios de ajustes y las pérdidas, hay que añadirse al componente de la energía individualmente. En Francia y Alemania, estos costes están ya incluidos en los peajes de acceso. Por lo tanto, y teniendo en cuenta que los costes regulados por el Estado en Francia y Alemania son inferiores, los servicios de ajustes y las pérdidas corresponden a un coste “extra” en comparación con los otros países.

Si se presta atención a los resultados obtenidos relativos a los porcentajes de cada componente del precio final desde el punto de vista del cobrador, se puede deducir a quién van a parar los costes de la electricidad y estimar qué cantidad.

Interpretando que, aproximadamente, el importe del componente de la energía va dirigido a cubrir los costes de los grupos generadores y comercializadoras, la cuantía del componente regulado al operador del sistema y del mercado; y la cantidad monetaria del componente de impuestos tiene como destino instituciones estatales, se puede llegar a distintas conclusiones.

La primera de ellas es que en los tres países la mayor parte del precio final de la electricidad recae sobre los productores. Además, esta parte del precio permanece invariable a la demanda de los consumidores.

Por el contrario, el importe percibido por los operadores del sistema y del mercado sí que varían en función del consumo eléctrico y en el caso alemán se reducen alrededor de un 70% debido a las exenciones de los peajes de acceso.

Por último, las instituciones españolas son las que menos porcentaje del precio reciben, a pesar de tratarse del país con mayores costes de producción y transporte. Además, esta cantidad se ve aún más reducida debido a las exenciones del 85% del IME. En Francia, los impuestos se reducen con mínimo un 67% (del CSPE) y aun así éstos siguen siendo el 12% del precio. En Alemania, como ya se ha mencionado anteriormente, el porcentaje correspondiente a los impuestos es invariable con respecto al consumo y, debido a la exención para grandes consumidores, éste se reduce a la mitad.

Si se hace la misma reflexión, pero esta vez desde el punto de vista del consumidor, también se pueden obtener varias conclusiones.

La primera conclusión a la que se llega analizando los resultados obtenidos es que, en el caso de plantearse la situación de tener que elegir un lugar (entre estos tres países) para

invertir en una nueva factoría electrointensiva, la diferencia de precios de la electricidad podría llegar a ser un elemento relevante a la hora de tomar esta decisión.

Por otra parte, en el supuesto de que se optase por España o Francia, la diferencia de precios en función del consumo daría lugar a tratar de maximizar el consumo en la medida de lo posible ya que, en caso de que las ventas fuesen proporcionales, sería una ventaja económica.

Este hecho podría llevar a la conclusión de que el lugar más propicio para instalar un complejo industrial electrointensivo, en términos de precio de la electricidad, sería Alemania, especialmente en caso de caracterizarse por un consumo anual no elevado.

En segundo lugar, la industria electrointensiva cuenta con unos apoyos para el desarrollo de su actividad de forma que en España la reducción, gracias a exenciones específicas para este tipo de industria, es de un 4% (IME). En Francia, la bajada total es de alrededor del 20% mientras que en Alemania, el descuento es del 35% aproximadamente.

De esta forma la competitividad de esta industria en España podría verse comprometida debido a la falta de apoyos por parte de las instituciones y del sector eléctrico de forma que no se logren alcanzar los niveles de estabilidad económica como en otros países de Europa.

En el caso de Francia, hay que tener en cuenta que en este proyecto no se han tenido en cuenta el posible ahorro ofrecido por acogerse los consumidores a las tarifas del consorcio Exeltium, por lo que los precios finales medios de la electricidad serían menores (agrandando la diferencia con España).

En el caso de Alemania, hay que tener presente que en este proyecto se ha escogido un distribuidor y transportista de energía al azar, por lo que también se podrían obtener reducciones en los precios en este país llevando a cabo un estudio de las tarifas que se ofertan.

Por último, remarcar que podría resultar llamativo que España, con un nivel de vida inferior al de Alemania, por ejemplo, los precios del mercado diario de la electricidad (mercado al que acuden también los consumidores domésticos) sean superiores siendo este bien actualmente esencial en el día a día.

Líneas futuras

En vista a una posible continuación o ampliación de este proyecto, podría ser una idea atrayente la extensión del estudio realizado a aquellos perfiles de consumo de otro tipo, ya sea de otro ámbito industrial, sector económico e incluso de consumo doméstico.

Por una parte, ampliándose el análisis del sistema eléctrico podría realizarse un estudio orientado a conocer el resto de mercados eléctricos, especialmente el mercado de futuros ya que, según los resultados, el país de mayor precio de la electricidad del mercado diario se corresponde con el país que mayor cantidad de energía gestiona en este último tipo de mercados y pudiera darse el caso de que existiese algún tipo de

relación (además de conocer la razón de dicha diferencia de volúmenes de energía gestionados en cada mercado).

Una línea de investigación que también pudiera ser atractiva sería la de analizar la concesión de exenciones y descuentos para la industria electrointensiva en España, y equipararla a la forma en que se hace en Francia y Alemania, ya que la decisión de la implantación de este tipo de cambios (costes regulados e impuestos) recae sobre las instituciones.

En el caso de encaminar la aplicación a un uso profesional, se podrían incorporar a las bases de datos y la programación toda la información y casos específicos que no se han tenido en cuenta en este proyecto a la hora de realizar los cálculos finales. También se podría añadir la opción de comparar los costes anuales de energía eléctrica modificando los perfiles de consumo a lo largo del año en lugar de suponerlos constantes.

Por otra parte, la aplicación informática podría reorientarse también al cálculo de los precios para otros tipos de industria, para casos de estudio personalizados (consumo, potencia para cada periodo, tensión de conexión, etc.) y asimismo a consumidores domésticos o empresas de menor tamaño.

En el caso de redestinar el software hacia el consumidor doméstico o pequeña empresa se podrían ampliar sus funciones. Además de calcular los precios de la electricidad, pudiera ofrecer, para cada ejemplo concreto de consumo y usos de la energía eléctrica, las posibilidades existentes de reducir los costes de la factura eléctrica como pudieran ser la elección de una tarifa distinta, reorganizar el consumo eléctrico diario, etc.

Además, esta clase de aplicación informática podría desarrollarse para realizar los cálculos correspondientes con el objetivo de hacer una estimación de los precios de la electricidad para un tiempo futuro.

En el supuesto de desarrollar la aplicación de forma que se dispusiera al servicio de usuarios con el fin de conocer los precios de la electricidad de su caso particular podría explorarse la idea de rediseñar el software haciendo uso de un lenguaje de programación más potente y un diseño más accesible y atractivo a la hora de trabajar con ella.

10. REFERENCIAS

- 50Hertz Price for grid use.* (2017). Retrieved from <https://www.50hertz.com/en/Grid-Access/Price-for-grid-use>
- Amprion - Charges for grid usage .* (2017). Retrieved from <https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Netzkunden/Netzentgelte/Entgelte-Amprion-g%C3%BCltig-ab-01-01-2017-englische-Version.pdf>
- Arrêté du 26 avril 2013 relatif aux taux de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.* (2013). Retrieved from <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2013/4/26/DEV1311122A/jo/texte>
- Circulaire de 11 mai 2016. Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE).* (2016). Retrieved from http://www.douane.gouv.fr/informations/bulletins-officiels-des-douanes?fichier=f2_16-022.pdf
- Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation de réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.* (2016). Retrieved from <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-htb3/consulter-la-deliberation>
- Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.* (2016). Retrieved from <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-hta-et-bt/consulter-la-deliberation>
- Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012.* (2012). Retrieved from <https://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf>
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG).* (2015). Retrieved from https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG.pdf
- Gesetz über die Elektrizitäts - und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG).* (2005). Retrieved from http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf
- Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.* (2014). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2014/10/17/pdfs/BOE-A-2014-10517.pdf>
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.* (2013). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>
- Ley 28/2014, de 27 de noviembre, por la que se modifican la Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido, la Ley 20/1991, de 7 de junio,*

- de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, la Ley 38/I.* (2014). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2014/11/28/pdfs/BOE-A-2014-12329.pdf>
- Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.* (1992). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/1997/12/31/pdfs/A38517-38616.pdf>
- Ley 54/1997, del 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.* (1997). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf>
- Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.* (1997). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/1997/12/31/pdfs/A38517-38616.pdf>
- Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.* (2010). Retrieved from <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023174854&categorieLien=id>
- Marcos, J. (2002). Historia y panorama actual del sistema eléctrico español. *Física y Sociedad*, 10-17.
- Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica 2017.* (2016). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2016/12/29/pdfs/BOE-A-2016-12464.pdf>
- Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.* (2014). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2014/02/01/pdfs/BOE-A-2014-1052.pdf>
- Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.* (2014). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2014/09/30/pdfs/BOE-A-2014-9867.pdf>
- Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.* (2013). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2013/11/01/pdfs/BOE-A-2013-11461.pdf>
- Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.* (2014). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2014/12/26/pdfs/BOE-A-2014-13475.pdf>
- Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.* (2015). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2015/12/18/pdfs/BOE-A-2015-13782.pdf>

- Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso.* (2009). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2009/06/23/pdfs/BOE-A-2009-10328.pdf>
- Preise für die Nutzung bei Kunden mit Lastgang - Messung.* ED Netze GmbH. (2017). Retrieved from <https://www.ednetze.de/kunde/lieferanten/netzentgelte-2017/>
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.* (2001). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2001/11/08/pdfs/A40618-40629.pdf>
- Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.* (2014). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2014/03/29/pdfs/BOE-A-2014-3376.pdf>
- Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.* (2011). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2011/05/23/pdfs/BOE-A-2011-8910.pdf>
- Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.* (2004). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2004/03/09/pdfs/A10284-10342.pdf>
- Red Eléctrica de España. (2007). *Marco Legal y Estable. Economía del sector eléctrico español (1988-1997).* Retrieved from <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf>
- Red Eléctrica de España. (2017). *El sistema eléctrico español. Avance de 2017.* Retrieved from http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2017_v3.pdf
- Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003.* (2009). Retrieved from <https://www.boe.es/doue/2009/211/L00015-00035.pdf>
- Stromsteuergesetz (StromStG).* (2017). Retrieved from <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/StromStG.pdf>
- TenneT *Netzutzung.* (2017). Retrieved from https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Grid_charges/161214_TenneT_Netzentgelte_fuer_2017_Deutsch_01.pdf

- TransnetBW Preisblatt Netznutzung.* (2017). Retrieved from <https://www.transnetbw.com/downloads/netzzugang/entgelt/Preise-Netznutzung-2017.pdf?v3>
- TURPE 5 Network Tariff. Understanding the tariff.* (2017). Retrieved from https://clients.rte-france.com/htm/an/mediatheque/telecharge/Comprendre_le_tarif_01_08_2017.pdf
- Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV).* (2005). Retrieved from <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzv/BJNR224300005.html>
- Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV).* (2007). Retrieved from <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html>
- Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV).* (2005). Retrieved from <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>
- Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV).* (2006). Retrieved from <https://www.gesetze-im-internet.de/kav/KAV.pdf>
- Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV).* (2016). Retrieved from https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/BJNR198400016.html