



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

“Pronto usted será capaz de cobrar impuestos de ella”

Michael Faraday, en respuesta al primer ministro británico William Gladstone, tras preguntarle sobre el futuro uso de la electricidad.

“Si alguna vez te explican el funcionamiento del mercado eléctrico y lo entiendes, entonces es que te lo han explicado mal”

Anónimo.

RESUMEN

Tras la liberalización del sector eléctrico, con entrada en vigor en España el 1 de enero de 1998, se producen nuevas formas de gestionar las actividades del sector. A partir de ese momento, generación y demanda se rigen mediante libre competencia, es decir, compiten libremente en el mercado eléctrico.

La problemática en torno al sector, que continúa en la actualidad, viene motivada por la necesidad de utilización de las redes eléctricas para transportar la electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo, generalmente a elevadas distancias.

Con el objetivo de regular esta utilización surge la tarifa de acceso, mediante la cual se pretende recaudar los costes asociados a la utilización y manutención de las redes dividiéndolos entre los agentes involucrados en el mercado.

En la actualidad, son muchos los medios de comunicación y usuarios que se interesan por lo que en realidad ocurre en el mercado eléctrico y por qué España tiene una de las tarifas de acceso más elevadas de Europa.

Los documentos, reglamentos y normativas emitidos por el Estado y los órganos correspondientes son, en la mayoría de los casos, poco esclarecedores, con información controvertida y poco adaptados para la mayoría de los usuarios que carecen de los conocimientos técnicos suficientes.

Así pues, este trabajo pretende transparentar y esclarecer los costes que engloba la factura de la luz, haciendo hincapié en las variaciones de las tarifas de acceso desde su momento de aparición. Es decir, un repaso histórico de las variaciones sufridas, y un profundo análisis de las modificaciones que ha sufrido el sistema eléctrico español con los cambios políticos y legislativos asociados. Cuál es la composición actual de las tarifas de acceso y cuál es el modelo propuesto tras el análisis efectuado.

Palabras clave: Tarifa de acceso, electricidad, precio, costes, sistema eléctrico.

RESUM

Després de la liberalització del sector elèctric, amb entrada en vigor a Espanya l'1 de gener de 1998, es produeixen noves formes de gestionar les activitats del sector. A partir d'aquest moment, generació i demanda es regeixen mitjançant lliure competència, és a dir, competeixen lliurement en el mercat elèctric.

La problemàtica al voltant del sector, que continua en l'actualitat, ve motivada per la necessitat d'utilització de les xarxes elèctriques per transportar l'electricitat des de les centrals de generació fins als punts de consum, generalment a elevades distàncies.

Amb l'objectiu de regular aquesta utilització sorgeix la tarifa d'accés, mitjançant la qual es pretén recaptar els costos associats a la utilització i manutenció de les xarxes dividint-los entre els agents involucrats en el mercat.

En l'actualitat, són molts els mitjans de comunicació i usuaris que s'interessen pel que en realitat passa en el mercat elèctric i per què Espanya té una de les tarifes d'accés més elevades d'Europa.

Els documents, reglaments i normatives emesos per l'Estat i els òrgans corresponents són, en la majoria dels casos, poc aclaridors, amb informació controvertida i poc adaptats per a la majoria dels usuaris que no tenen els coneixements tècnics suficients.

Així, aquest treball pretén transparentar i aclarir els costos que engloba la factura de la llum, posant l'accent en les variacions de les tarifes d'accés des del seu moment d'aparició. És a dir, un repàs històric de les variacions sofertes, i una profunda anàlisi de les modificacions que ha patit el sistema elèctric espanyol amb els canvis polítics i legislatius associats. Quina és la composició actual de les tarifes d'accés i quin és el model proposat després de l'anàlisi efectuada.

Paraules clau: Tarifa d'accés, electricitat, preu, costos, sistema elèctric.

ABSTRACT

After the liberalization of the electricity sector, which came into effect in Spain on January 1, 1998, new ways to manage the sector's activities occur. From that moment, generation and demand are ruled by free competition, i.e. competing freely in the electricity market.

The problems surrounding the sector, which continue today, are motivated by the need to use electricity grids to carry electricity from generating plants to points of consumption, usually at high distances.

In order to regulate this use the access fee arises, through which it aims to raise the costs associated with the use and maintenance of the dividing networks between the agents involved in the market.

Today, many media and users who are interested in what actually happens in the electricity market, and why Spain has one of the highest rates of access in Europe.

Documents, rules and regulations issued by the State and the relevant bodies are, in most cases, little enlightening, with controversial information and unsuited for most users without sufficient technical knowledge.

So this paper aims to reveal and clarify the costs comprised the electricity bill, emphasizing changes in access charges from the time of occurrence. That is, a historical overview of the undergone changes, and a thorough analysis of the changes undergone by the Spanish electricity system with political and legislative changes associated. What is the current composition of access fees and what the proposed after the analysis model.

Keywords: Access Fee, electricity, price, cost, electrical system.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	12
1.1. Antecedentes	12
1.2. Objetivos	13
1.3. Motivación y justificación	14
1.4. Organización del documento	14
2. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO	16
2.1. ¿Qué es el Sistema Eléctrico?	17
2.2. Evolución del Sistema Eléctrico Español	18
2.2.1. Década de 1980.....	19
2.2.2. Década de 1990.....	20
2.2.2.1. La Liberalización del Sector Eléctrico (Ley 54/1997).....	21
2.2.3. Década de 2000.....	23
2.2.3.1. Desarrollo de las energías renovables	23
2.2.3.2. El Déficit de tarifa	25
2.2.4. Situación actual	26
2.2.4.1. Ley 24/2013 del Sector Eléctrico	26
2.2.4.2. Indicadores	28
2.2.4.3. Participantes	30
2.3. Mecanismos de Mercado. El precio de la energía	32
2.3.1. Composición de precio final de la demanda nacional.....	37
3. ESTRUCTURA Y COMPOSICIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO A LA RED	39
3.1. Origen. RD 1164/2001	39
3.1.1. Ámbito de aplicación (Art. 1)	39
3.1.2. Costes que incluirán las tarifas de acceso (RD 1164/2001 Art. 2).....	40
3.1.3. Costes de Transición a la Competencia (CTC)	41
3.2. Principios generales de la tarifa de acceso	46
3.2.1. Principios de la tarifa de acceso en España.....	46
3.3. Estructura de las tarifas de acceso	47
3.3.1. Tarifas de baja tensión	50
3.3.2. Tarifas de alta tensión	55

3.4. Componentes de la facturación de las tarifas de acceso [16]	59
3.4.1. Término de potencia	60
3.4.1.1 Determinación de la potencia a facturar (Pfi)	60
3.4.2. Término de energía activa.....	65
3.4.3. Término de energía reactiva	65
3.5. Evolución de los términos de potencia y energía	65
3.5.1. Evolución de los precios	66
3.5.2. Repercusión en consumidores finales.....	70
4. ESCANDALLO DE COSTES INCLUIDOS EN LA TARIFA DE ACCESO	72
4.1. Escandallo de costes de acceso (2015)	74
4.1.1. Costes de transporte	75
4.1.2. Costes de distribución	76
4.1.3. Costes de gestión comercial	79
4.1.4. Sistema de interrumpibilidad SNP	79
4.1.5. Diversificación y seguridad del abastecimiento.....	80
4.1.6. Prima del Régimen Especial	84
4.1.7. Costes Permanentes	87
4.2. Resumen de la composición de los peajes de acceso	89
5. PROPUESTA DE TARIFA DE ACCESO	91
5.1. Análisis de los efectos de las tarifas actuales	91
5.2. Modelo de tarifas de acceso	93
5.2.1. Términos incluidos en la tarifa de acceso	93
5.2.2. Metodología de tarifas de acceso	94
5.2.2.1. Consideraciones iniciales	94
5.2.2.2. Reparto de costes	94
5.2.2.3. Costes finales	99
6. CONCLUSIONES	100
6.1. Consideraciones técnicas	100
6.2. Consideraciones finales	102
ANEXO I. ANÁLISIS PRECIO OMIE FEBRERO 2014	105
ANEXO II. PERIODOS TARIFARIOS Y HORARIOS ESTABLECIDOS PARA LA TARIFA 6.X [16]	108

ANEXO III. EVOLUCIÓN PEAJES DE ACCESO A LA ENERGÍA. [2008-2016].....	113
ANEXO IV. PAPEL ACTUAL DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA	128
ANEXO V. EVOLUCIÓN DEL RÉGIMEN ESPECIAL EN ESPAÑA.....	133
BIBLIOGRAFÍA.....	137

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Consumo de energía final en España 2014. Fuente: Libro de la Energía 2014</i>	16
<i>Figura 2. Esquema de la red eléctrica. Fuente: Red Eléctrica de España, S.A</i>	18
<i>Figura 3. Evolución del mix de generación. Fuente: Elaboración Propia.</i>	19
<i>Figura 4. Evolución de la demanda en el periodo del MLE. Fuente: REE.</i>	20
<i>Figura 5. Estructura Capacidad Instalada en España por empresas de 1997 a 1988</i>	21
<i>Figura 6. Evolución potencia instalada ciclo combinado y renovables. Fuente: www.energiza.org</i>	23
<i>Figura 7. Evolución Red de transporte. Fuente: REE. Avance del informe 2013.</i>	25
<i>Figura 8. Evolución generación 2011-2015. Fuente: REE</i>	29
<i>Figura 9. Interconexiones del Sistema Eléctrico Español. Fuente: REE.</i>	31
<i>Figura 10. Componentes Sistema Eléctrico Español Fuente: El Periódico de la Energía</i>	32
<i>Figura 11. Mecanismos de mercado. Fuente: []</i>	33
<i>Figura 12. Esquema de funcionamiento del mercado diario. Fuente: www.energiaysociedad.es</i>	35
<i>Figura 13. Componentes de la curva de oferta. Fuente: www.energiaysociedad.es</i>	35
<i>Figura 14. Cobros CTC en 1999. Fuente: Elaboración Propia</i>	43
<i>Figura 15. Estructura del consumo nacional por tarifa de acceso. Fuente: [27]</i>	59
<i>Figura 16. Esquema facturación de potencia tarifa 3.X. Fuente: elaboración propia.</i>	63
<i>Figura 17. Escandallo de costes del sistema en %. Fuente: [29]</i>	74
<i>Figura 18. Costes previstos del sistema 2016. Fuente: [29]</i>	75
<i>Figura 19. Retribución de la inversión de transporte. Fuente: [30]</i>	76
<i>Figura 20. Importe compensación por centrales moratoria nuclear. Fuente: [39]</i>	81
<i>Figura 21. Importe compensación por empresas moratoria nuclear. Fuente: [40]</i>	81
<i>Figura 22. Sistemas eléctricos aislados España. Fuente: RD 738/2015.</i>	87
<i>Figura 23. Potencia instalada a 31/12/2015 y cobertura de la demanda en las islas. Fuente: REE.</i>	88
<i>Figura 24. Escandallo de costes de acceso 2003-2016. Fuente: [29]</i>	90
<i>Figura 25. Paradoja del sector eléctrico según UNESA. Fuente: [43]</i>	92
<i>Figura 26. Modelo de red para ponderación del uso de la red. Fuente: [45]</i>	95
<i>Figura 27. Coeficientes de ponderación del uso de la red. Fuente: [45]</i>	95
<i>Figura 28. Coeficiente de ponderación por grupos tarifarios. Fuente: [45]</i>	96
<i>Figura 29. Asignación final de costes Transporte y Distribución. Fuente: [45]</i>	97
<i>Figura 30. Estructura de consumo nacional por tarifa de acceso. Año 2015. Fuente: [29]</i>	98
<i>Figura 31. Coeficientes de simultaneidad en punta. Fuente: [45]</i>	99

<i>Figura 32. Estructura de generación en tiempo real 02/03/2014. Fuente: REE.</i>	<i>105</i>
<i>Figura 33. Estructura de generación en tiempo real 18/03/2014. Fuente: REE.</i>	<i>106</i>
<i>Figura 34. Cobertura de la demanda peninsular 2015. Fuente: [4].....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 35. Potencia instalada a 31/12/2015. Fuente: [4].....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 36. Estructura de generación (MW) a las 11:00 de 12/8/16. Fuente: [4].....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 37. Mapa de ubicación de centrales nucleares. Fuente: [38]</i>	<i>131</i>
<i>Figura 38. Relación de centrales nucleares en España. Fuente: [38].....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 39. Potencia instalada 2015 España. Fuente: CNMC.....</i>	<i>135</i>
<i>Figura 40. Energía vendida 2015 España. Fuente: CNMC.</i>	<i>136</i>
<i>Figura 41. Nº instalaciones 2015. Fuente: CNMC.....</i>	<i>136</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Evolución potencia instalada nacional. Fuente: REE. Avance del informe 2010, 2012, 2013.</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 2. Déficit del sistema eléctrico generado anualmente. Fuente: CNMC.</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 3. Evolución demanda 2011-2015. Fuente: REE.</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 4. Histórico promedio mensual precio OMIE. Fuente: REE. Elaboración propia.</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 5. Ritmo de recuperación de los CTC. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 6. Tarifas de acceso según [21]. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 7. Tarifas de acceso actuales. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 8. Periodos de discriminación horaria. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 9. Periodos de discriminación horaria supervalle. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 10. Aplicación periodos tarifarios 3.0A Península. Fuente: Elaboración Propia.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 11. Aplicación periodos tarifarios 3.0A Baleares. Fuente: Elaboración Propia.</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 12. Aplicación periodos tarifarios 3.0A Canarias. Fuente: Elaboración Propia.</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 13. Aplicación periodos tarifarios 3.0A Ceuta y Melilla. Fuente: Elaboración Propia.</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 14. Aplicación periodos tarifarios 3.1A Península Ibérica. Fuente: Elaboración Propia.</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 15. Aplicación periodos tarifarios 3.1A Baleares. Fuente: Elaboración Propia.</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 16. Aplicación periodos tarifarios 3.1ª Canarias. Fuente: Elaboración Propia.</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 17. Aplicación periodos tarifarios 3.1A Ceuta y Melilla. Fuente: Elaboración Propia.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 18. Clasificación tarifa 6.X. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 19. Valores para el coeficiente K_i según el periodo tarifario. Fuente: [16].....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 20. Evolución temporal del precio del término de energía_6.1. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 21. Evolución temporal del precio del término de potencia_6.1. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 22. Evolución temporal del precio del término de energía_3.1. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 23. Evolución temporal del precio del término de potencia_3.1. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 24. Evolución temporal del precio del término de potencia y energía_2.0A Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 25. Detalle variación término de energía tarifa 6.1. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 26. Detalle variación término de potencia tarifa 6.1. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 27. Detalle variación término de energía tarifa 3.1. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 28. Detalle variación término de potencia tarifa 3.1. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 29. Escandallo de costes de acceso. Año 2015. Fuente: [29].....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 30. Importes pendientes de compensación moratoria nuclear. Fuente: [40].....</i>	<i>82</i>

<i>Tabla 33. Precios contratación horaria mercado diario – Precio España. Fuente: REE.</i>	107
<i>Tabla 34. Aplicación periodos tarifarios 6.X Península. Fuente: Elaboración Propia.</i>	108
<i>Tabla 35. Aplicación periodos tarifarios 6.X Baleares. Fuente: Elaboración Propia.</i>	109
<i>Tabla 36. Aplicación periodos tarifarios 6.X Canarias. Fuente: Elaboración Propia.</i>	110
<i>Tabla 37. Aplicación periodos tarifarios 6.X Ceuta. Fuente: Elaboración Propia.</i>	111
<i>Tabla 38. Aplicación periodos tarifarios 6.X Melilla. Fuente: Elaboración Propia.</i>	112
<i>Tabla 39. Resumen modificaciones peajes de acceso. Fuente: Elaboración propia.</i>	113
<i>Tabla 40. Peajes de acceso según IET/2735/2015.</i>	115
<i>Tabla 41. Peajes de acceso según IET/2444/2014.</i>	116
<i>Tabla 42. Peajes según IET/107/2014.</i>	117
<i>Tabla 43. Peajes según IET/1491/2013.</i>	118
<i>Tabla 44. Peajes de acceso según IET/843/2012 para 1/4/12-1/8/13.</i>	119
<i>Tabla 45. Peajes de acceso según IET/843/2012 para 1/1/12-1/4/12.</i>	120
<i>Tabla 46. Peajes de acceso según IET/843/2012 para 1/11/11-31/12/11.</i>	121
<i>Tabla 47. Peajes de acceso según IET/3596/2011 derogados.</i>	122
<i>Tabla 48. Peajes de acceso según IET/688/2011.</i>	123
<i>Tabla 49. Peajes de acceso según IET/1732/2010.</i>	124
<i>Tabla 50. Peajes de acceso según IET/3519/2009.</i>	125
<i>Tabla 51. Peajes de acceso según IET/1723/2009.</i>	126
<i>Tabla 52. Peajes de accesos según IET/3801/2008.</i>	127
<i>Tabla 53. Retribución anual total 2008-2016. Fuente: CNMC.</i>	134

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Tras la liberalización del sector eléctrico, con entrada en vigor en España el 1 de enero de 1998, se producen nuevas formas de gestionar las actividades del sector. A partir de ese momento, generación y demanda se rigen mediante libre competencia, es decir, compiten libremente en el mercado eléctrico.

La problemática en torno al sector, que continúa en la actualidad, viene motivada por la necesidad de utilización de las redes eléctricas para transportar la electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos de consumo, generalmente a elevadas distancias.

Con el objetivo de regular esta utilización surge la **tarifa de acceso**, mediante la cual se pretende recaudar los costes asociados a la utilización y manutención de las redes dividiéndolos entre los agentes involucrados en el mercado.

Cuando el total recaudado mediante las tarifas de acceso y los cargos impuestos por el Estado no son suficientes para cubrir los gastos reales ocasionados por suministrar la electricidad aparece el denominado **déficit de tarifa**, es decir, una cantidad que acumulada tendrá que ser posteriormente costeadada por los agentes del mercado. Costes, que acabarán repercutiendo en el consumidor final de la electricidad.

En la actualidad, son muchos los medios de comunicación, asociaciones de consumidores y los propios consumidores que se interesan por lo que en realidad ocurre en el mercado eléctrico y por qué España tiene una de las tarifas de acceso más elevadas de Europa.

Los documentos, reglamentos y normativas emitidos por el Estado y los órganos correspondientes son, en la mayoría de los casos, poco esclarecedores, con información controvertida y poco adaptados para la mayoría de los usuarios que carecen de los conocimientos técnicos suficientes.

A diario son publicados, tanto en periódicos generalistas de tirada nacional como en sitios web de periódicos energéticos, numerosos artículos en relación al “precio de la luz”, a los cambios regulatorios en materia energética, a las energías renovables e incluso al déficit acumulado en el sector eléctrico.

También el sector eléctrico ha sido base para numerosos estudios y artículos, como escriben Natalia Fabra (Departamento de Economía Universidad Carlos III de Madrid) y Jorge Fabra (Comisión Nacional de Energía) en el artículo “Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos” en el cual se hace hincapié en la diferenciación entre mercado libre y mercado regulado y la relación que ha tenido con la evolución de la competencia en el mercado.

También Marta Carmen Regal Rodríguez expone en su PFC¹ en la Universidad Pontificia de Comillas en Madrid “Análisis del sector eléctrico español y propuestas de desarrollo futuro” una profunda reflexión acerca de cómo se estructura el mercado español, sus ventajas y debilidades, y cómo esto podría evolucionar para obtener un mayor rendimiento al sistema del que disponemos.

Además de esto, la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) de la cual se hablará a lo largo de este trabajo publica periódicamente revisiones y resúmenes del funcionamiento del mercado, analizando en profundidad los cambios o variaciones producidos que serán de gran utilidad a lo largo de este trabajo.

Además de los trabajos y análisis aquí nombrados la bibliografía del trabajo incluirá todo el material y sitios web visitados los cuales han sido de gran ayuda para realización de este trabajo.

1.2. Objetivos

- ✓ Esclarecer los costes que engloba la factura de la luz.
- ✓ Analizar las variaciones de tarifas de acceso desde su momento de aparición hasta la situación que conocemos actualmente.
- ✓ Análisis de las profundas modificaciones en el sector eléctrico asociadas a los cambios legislativos y políticos de cada momento de la historia.
- ✓ Sintetizar en un único documento el origen de los costes de la electricidad y qué elementos deberían realmente formar parte de la composición.

Con todo esto, esta investigación no incluye ninguna novedad respecto a lo ya escrito sobre el mercado eléctrico ya que fundamentalmente el análisis se realiza mediante legislación, pero sí pretende ser un resumen y una guía para facilitar la comprensión del sistema eléctrico español a cualquier lector sin necesidad de poseer inicialmente unos elevados conocimientos técnicos sobre el sector.

De esta manera el objetivo principal es sintetizar en un único documento las principales características del mercado eléctrico actual y cómo han evolucionado desde su nacimiento en este país. Cómo han afectado a estas modificaciones sufridas los cambios políticos y legislativos y qué hay realmente detrás de los artículos de opinión en periódicos nacionales

¹ PFC: Proyecto Final de Carrera

acerca del “oligopolio” que maneja el sector o de si la liberalización del sector se puede o no llevar a término de una manera eficiente.

1.3. Motivación y justificación

Tras mis estudios de ingeniería industrial realizados en la Universidad Politécnica de Valencia, en primer lugar en el Grado en Tecnologías Industriales y posteriormente en el Máster de Ingeniero Industrial en la especialidad de Organización Industrial, mi interés hacia el mundo energético aumentó.

A lo largo de mi carrera universitaria han sido numerosas las asignaturas vistas en relación a la energía y a la electricidad, tanto su generación como su distribución y transporte. Además de mi interés académico, existe un interés personal propio sobre el mundo de las energías renovables y su papel en el entorno y en la sociedad actual.

Por otro lado, mi carrera profesional, que antes estaba dedicada principalmente al mantenimiento industrial, cambió radicalmente a finales del año 2015 con mi entrada en el Departamento de Operaciones de una emergente comercializadora de energía en Valencia, llamada Alcanzia Energía.

En ella se desarrollan los mecanismos necesarios para realizar unas compras de energía lo más ajustadas posibles a la realidad, además de los mecanismos para el intercambio de información con los distintos agentes que conforman el mercado eléctrico entre otros.

Es por todo ello, que ante la elevada complejidad y opacidad de las normativas y del mercado eléctrico español en general con la que convivimos a diario, surge la idea de realizar este proyecto.

Con él pretendo, no sólo ampliar mis conocimientos en el plano personal y laboral, sino también sintetizar en un único documento diferentes claves y conceptos teóricos que ayuden a otros interesados en la ardua tarea de comprender un poco mejor el Sistema Eléctrico Español, tan complicado como cambiante como se comprobará a continuación.

1.4. Organización del documento

El texto se estructura en una parte inicial introductoria al sistema eléctrico español y un breve repaso de su historia legislativa para poner en situación al lector, dando las ideas necesarias para poder continuar la comprensión del documento introduciendo conceptos que a lo largo del texto tendrán elevada importancia como, por ejemplo, los principales actores que intervienen en el mercado eléctrico español o cómo se forma el precio en el mercado mayorista español.

A continuación, y como parte central de la investigación, se realizará un análisis de la composición de los peajes analizando cada uno de los términos que inicialmente formaban

parte de los mismos y cómo esos términos han ido evolucionando y “recolocando” dentro del complicado entramado de costes que conforman el sistema eléctrico español.

Dentro de este análisis se profundizará en temas de actualidad y de gran relevancia dentro del sector que llevan actualmente a diferencias entre grandes eléctricas y el resto de empresas o los consumidores, como por ejemplo, qué ocurrió con los Costes de Transición a la Competencia o en qué situación se encuentra ahora mismo el déficit de tarifa, cómo nació y que mecanismos se han ido estableciendo con el tiempo para su regulación y su desaparición.

Por último, se realizará un análisis acerca de cómo se componen los costes que se atribuyen a todos los consumidores en la factura eléctrica, y si realmente todos ellos deberían ser atribuidos o por el contrario se debería buscar financiación en otras fuentes como, por ejemplo, los Presupuestos Generales del Estado.

2. INTRODUCCIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO

Según el Libro de la Energía² 2014, la electricidad es la segunda energía final más consumida después del petróleo en España, representa el 23.4% del total de la energía consumida.

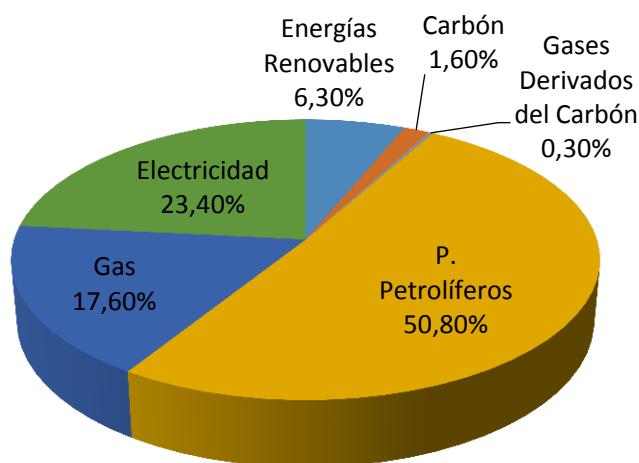


Figura 1. Consumo de energía final en España 2014. Fuente: Libro de la Energía 2014

Para comprender la evolución del sector eléctrico hasta su estado actual, del cual podemos ver la importancia en la Figura 1, hace falta entender los cambios asociados al mismo y los factores adicionales que han influido en su desarrollo. Hechos como la liberalización de otros sectores tradicionalmente muy regulados como las telecomunicaciones o el transporte aéreo, la evolución de la energía eléctrica como bien de consumo, la evolución de las nuevas tecnologías en generación de electricidad y comunicaciones o el descontento con el funcionamiento tradicional debido a una elevada intervención estatal han sido detonantes de los cambios producidos en España durante los últimos años. En los siguientes apartados serán analizados con detalle.

² El libro de La Energía en España recoge la evolución del mercado energético en España durante el año corriente, con análisis detallado de los balances energéticos y precios así como de las nuevas disposiciones legales de ordenación del sector.

2.1. ¿Qué es el Sistema Eléctrico?

Antes de analizar el aspecto legislativo es necesario conocer los actores que intervienen en el sistema eléctrico y cómo ha evolucionado su papel en el mercado con el paso del tiempo. Los principales participantes en el sistema eléctrico son los siguientes:

- Productores y autoprodutores
- Transportistas y distribuidores
- Operadores de red
- Comercializadores
- Órganos reguladores
- Clientes (Consumidores)

Agrupados generalmente en los siguientes grandes grupos:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Consumo

La Generación la llevan a cabo los productores, encargados de emplear un recurso energético para generar electricidad.

El Transporte consiste en transportar la electricidad generada por los productores en largas distancias a través de líneas de alta tensión.

Mediante la Distribución esta electricidad es llevada al consumidor con líneas de baja y media tensión para que, finalmente, los usuarios realicemos el Consumo de esa electricidad.

En la Figura 2 se puede observar las relaciones establecidas entre cada uno de los participantes, y como se puede prever, los objetivos de cada uno de ellos son diferentes y su papel ha ido evolucionado con los años según la estructura del sector.

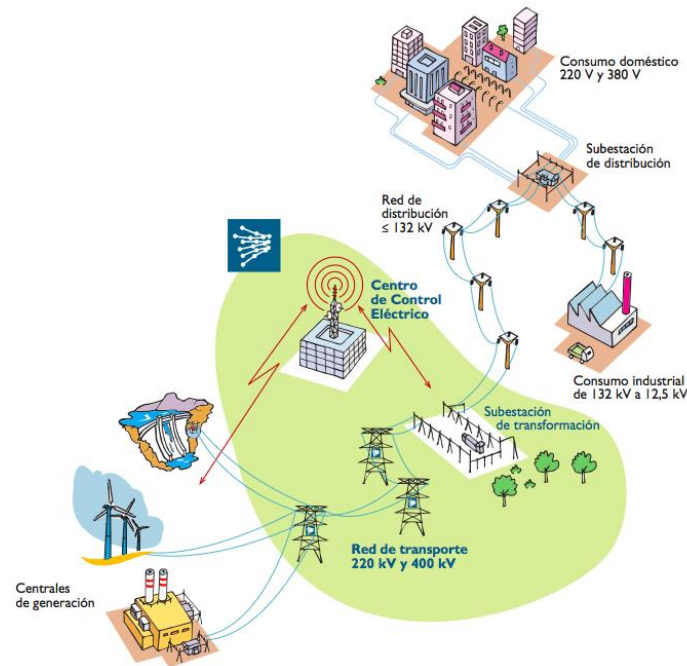


Figura 2. Esquema de la red eléctrica. Fuente: Red Eléctrica de España, S.A

Existen distintas estructuras posibles de los sectores eléctricos:

1. Monopolio o Modelo sin competición, tradicional en España.
2. Comprador único que puede comprar a diferentes productores.
3. Mercado mayorista: las distribuidoras-comercializadoras pueden elegir suministrador.
4. Mercado minorista: todos los consumidores pueden elegir suministrador.

Cada uno de estos modelos tiene asociadas unas características que se van aproximando a la competencia y la elección en clientes. En el mercado mayorista el cliente puede seleccionar su comercializadora de electricidad y esta a su vez a sus suministradores, en cambio, en el mercado minorista el cliente puede elegir directamente su suministrador con independencia de la comercializadora asociada.

Se va a analizar a continuación cómo se ha llevado a cabo esta evolución en España, los factores que la han motivado y cómo se ha hecho efectiva hasta la actualidad.

2.2. Evolución del Sistema Eléctrico Español

El mercado eléctrico ha sufrido grandes cambios legislativos a lo largo de los años que han marcado su desarrollo. Teniendo en cuenta su importancia en la economía del país, en el plano medioambiental y en el plano social, ya que la electricidad es un bien de consumo, los cambios políticos, económicos y sociales llevan asociados cambios en la legislación eléctrica. Para entender el objeto de este trabajo se va a realizar un repaso a los principales cambios

legislativos que ha sufrido la electricidad en los últimos años y cómo ha afectado en su desarrollo.

2.2.1. Década de 1980

Los años 80 comienzan con una situación de monopolio tradicional en España y una escasa conciencia medioambiental que comienza a ver la luz en este periodo. En esta época se comienza a ver cierta evolución en la manera de pensar y actuar y viene marcada por tres hechos relevantes:

- Cambio en el pensamiento de la sociedad. Comienza a aparecer la preocupación por el uso racional de la energía.
- Sustitución del petróleo por fuentes de energía alternativas.
- Atribución de los costes de esta sustitución al consumidor por parte del Estado.

En primer lugar, se promulga la **Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía** [2] que pretende reducir “la dependencia energética exterior” (es decir, del petróleo), promover las energías renovables y promover el ahorro de energía.

Tanto es así que durante este periodo entraron en servicio 3000 MW en centrales de carbón y cinco grupos nucleares (Almaraz, Ascó, Cofrentes, Vandellós II y Trillo I) con una capacidad instalada de 7416 MW. En la siguiente figura se puede observar como en los años 80 se produce un notable aumento de dichas fuentes energéticas.

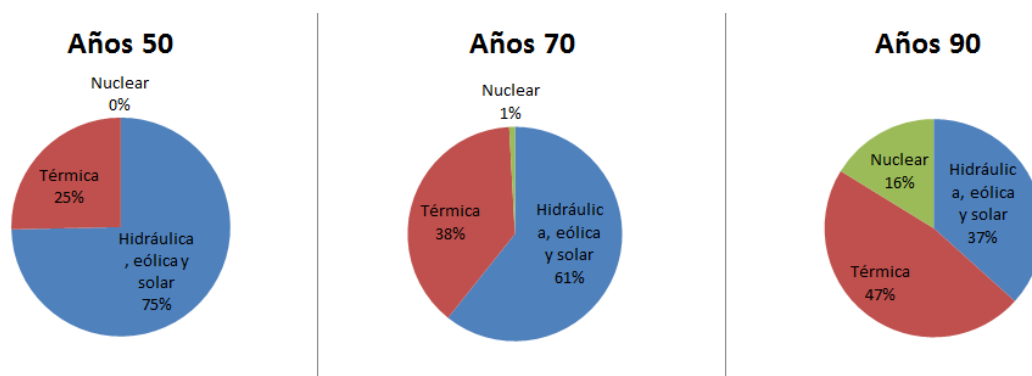


Figura 3. Evolución del mix de generación. Fuente: Elaboración Propia.

Con la creación de la **Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional** se crea en España a principios del año 1985 la empresa Red Eléctrica de España S.A. con el objeto de realizar la explotación del sistema eléctrico peninsular español.

En España en este momento existía una sobrecapacidad debida a la construcción de centrales alternativas al fuel, lo que generaba un elevado endeudamiento. Esto, unido a que las empresas tuvieron que enfrentarse a elevadas inversiones buscando financiación extranjera

debido a la crisis en económica española, llevó a la búsqueda de una solución a esta situación por parte del Estado.

Así, se establece el denominado **Marco Legal Estable en 1987 (MLE)** [5], compuesto por una serie de normas y leyes en las que el Estado asumía la responsabilidad de organizar y planificar el sector eléctrico. Esta normativa marcó el periodo comprendido entre 1987 y 1997. Sus objetivos principales eran los siguientes [7]:

- Estabilizar los ingresos de las empresas que suministraban electricidad y determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste.
- Incentivar a las empresas para fomentar la eficiencia energética.
- Garantizar la recuperación de las inversiones en activos a lo largo de su vida útil. Es decir, que las empresas inversoras en plantas de generación recuperasen el dinero invertido en la creación a lo largo de la vida útil de la instalación.
- Estabilidad en la tarifa en su variación anual mediante previsiones u otros mecanismos para evitar trasladar esa fluctuación en el precio al usuario final.

2.2.2. Década de 1990

Con la llegada del Marco Legal Estable y la situación en la que se encontraba el país la evolución del sistema eléctrico estuvo influenciada por la necesidad de absorber el exceso de generación instalado en todos los años anteriores con las sucesivas reformas. Durante la vigencia del Marco Legal Estable la demanda peninsular creció un 34% y en cambio la potencia instalada apenas aumentó un 17% como muestran las gráficas siguientes.

Demanda y generación de las empresas (GWh b.c.)

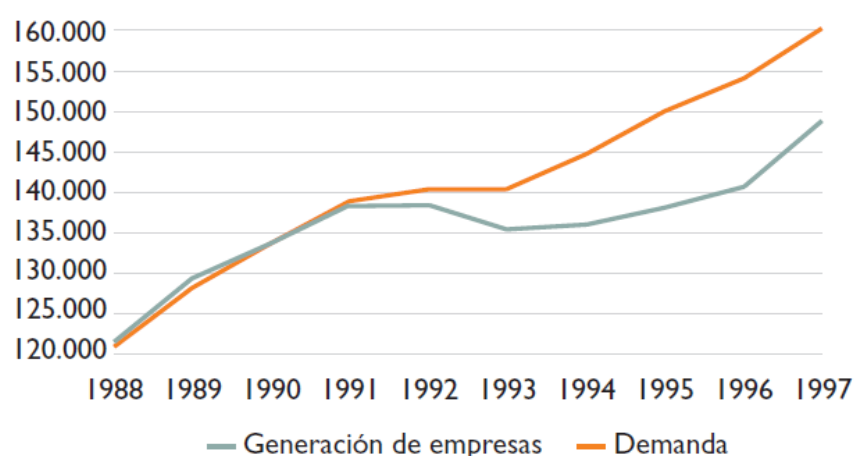


Figura 4. Evolución de la demanda en el periodo del MLE. Fuente: REE.

El hecho de que las inversiones fueran paralizadas provocó una notable mejora de la situación financiero-económica de las empresas. Es en el periodo del MLE en el que se produce una

concentración de las empresas del sector originándose las actuales ENDESA e IBERDROLA provocando también una internacionalización del sector eléctrico. Estas uniones fueron las siguientes:

- Compañía Sevillana de Electricidad
 - FECSA
 - H. Cataluña
 - Eléctricas Reunidas de Cataluña
- } ENDESA
-
- Hidroeléctrica Española
 - Iberduero
- } IBERDROLA

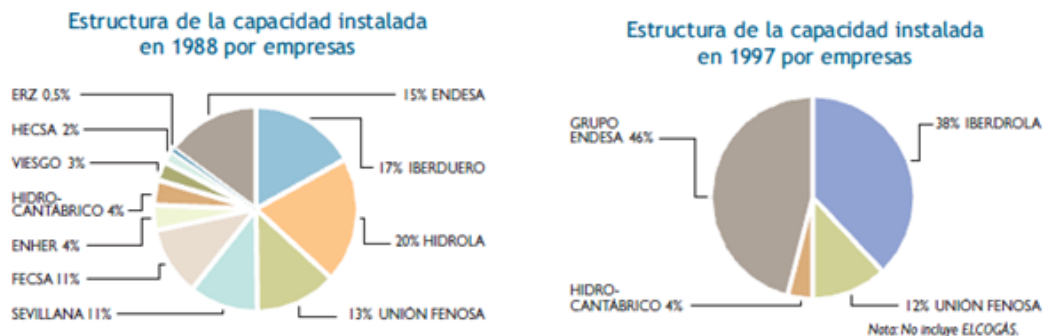


Figura 5. Estructura Capacidad Instalada en España por empresas de 1997 a 1988

En 1994 ocurre el primer intento fallido de liberalización, ya que no llega a desarrollarse, la LOSEN (Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional). En ella se establecía un sistema de generación independiente en cuanto a competencia con la coexistencia de instalaciones de generación que mantendrían un régimen regulado.

En 1995 se crea la figura de órgano regulador del sector. Esta acepción ha ido evolucionando con el paso de los años, comenzando por la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN), en 1998 sería la Comisión Nacional de Energía (CNE), y ya finalmente en 2013 y hasta la actualidad la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

2.2.2.1. La Liberalización del Sector Eléctrico (Ley 54/1997)

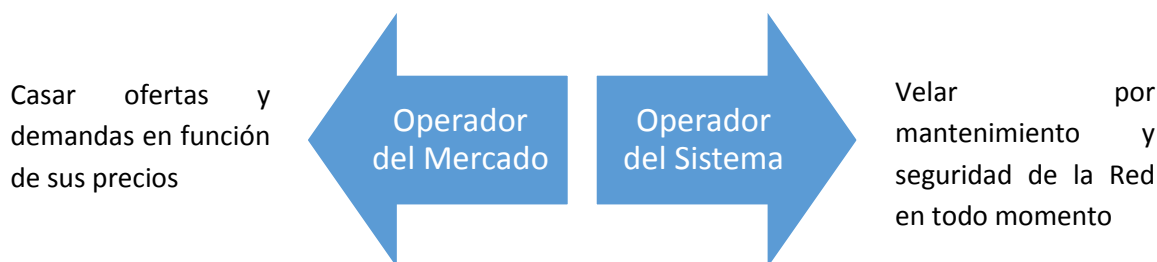
El 28 de noviembre de 1997 se publicaba en el BOE³ la nueva Ley 54/97 del Sector Eléctrico, esta entraba en funcionamiento el 1 de enero del año siguiente, es decir, 1998. Con esta nueva

³ BOE: Boletín Oficial del Estado.

ley, España se unía al resto de países europeos que se encontraban avanzados en materia energética pero, sobre todo, en cuanto a liberalización del suministro eléctrico.

Los elementos fundamentales de la Ley que son de interés para el presente trabajo son los siguientes:

- Se toma un modelo liberalizado en el cual se distingue dos niveles para las actividades, por un lado, las actividades libres serían generación y comercialización, y por otro lado, las actividades reguladas que serían transporte, distribución y la coordinación económica y técnica necesaria para el funcionamiento del sistema.
- Se sustituye la antigua calificación de “sector como servicio público” a la consideración de “servicio esencial”.
- Se sigue manteniendo el papel protagonista de la Administración en la regulación del sector eléctrico.
- Tal y como se ha comentado en el apartado anterior, la LOSEN pasa a ser la CNE y “tiene por objeto velar por la competencia efectiva en el mismo y por su objetividad y transparencia”. Se intenta garantizar además que su actuación sea totalmente independiente del poder político.
- Se produce una liberalización de los intercambios internacionales, de hecho comienzan los intercambios de electricidad con Marruecos.
- Para garantizar la transparencia del mercado se exige la separación jurídica entre empresas que dispusiesen de actividades reguladas y no reguladas. Por ejemplo, el caso de Iberdrola que tuvo que separar su parte de generación, de su parte de distribución y su sección de comercialización.
- Se establecen los ingresos por **tarifas y peajes a través de los cuales los usuarios pagaban el uso del sistema.**
- Se creó la figura del Operador del Mercado (OMEL) que más tarde sería privatizado.



- En cuanto al régimen económico para las actividades liberalizadas se establece según precios y para las actividades reguladas según peajes y tarifas. En concreto la Ley dice que la retribución de cada actividad tendrá los siguientes conceptos:
 - ✓ Producción: precio del mercado, garantía de potencia y servicios complementarios
 - ✓ Transporte: costes de inversión, operación y mantenimiento.

- ✓ Distribución: costes de inversión, operación y mantenimiento (se caracterizarán las zonas según la energía circulada y otras variables como incentivos de calidad)
- ✓ Comercialización: costes derivados de la actividad o retribución pactada.
- ✓ Costes permanentes del sistema: actividades extrapeninsulares, operadores del sistema y mercado, seguridad en el abastecimiento (fomento de renovables, coste de la moratoria nuclear, segundo ciclo combustible nuclear) y CTCs o costes de transición a la competencia.

Evidentemente el aspecto más relevante de esta nueva ley es la liberalización del mercado, pero no es el único aspecto interesante para este estudio. En el posterior análisis tras el repaso histórico del sistema eléctrico se realizará una explicación profunda de cada uno de los aspectos aquí nombrados y de la consideración de necesidad o no de su inclusión en la tarifa de acceso.

2.2.3. Década de 2000

2.2.3.1. Desarrollo de las energías renovables

Durante el periodo anterior predomina el descenso notable en la inversión de generación pero a partir de 2001 se produce un fuerte ascenso en la misma. Tal y como se muestra en la siguiente gráfica se empieza a promover fuertemente los **ciclos combinados**, que ponen en funcionamiento su primera instalación en 2002 y desde entonces aumenta notablemente su potencia instalada.

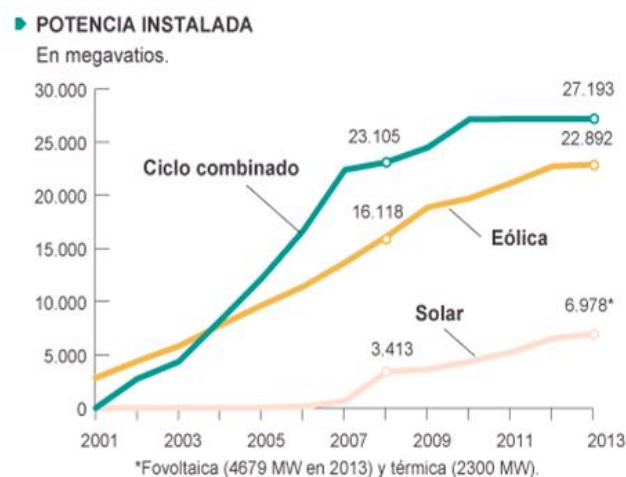


Figura 6. Evolución potencia instalada ciclo combinado y renovables. Fuente: www.energiza.org

Se observa además en figura 6 la importancia adquirida durante este periodo por las **energías renovables**, principalmente la eólica la cual también aumenta notablemente los MW

instalados durante este periodo. Durante esta época, y gracias a la política energética favorable (la cual se discutirá en siguientes apartados de este trabajo) España se convierte en líder mundial en renovables. En la siguiente tabla se muestra la evolución producida en la potencia instalada en España en los últimos años de este periodo. En ella, se observa como disminuye notablemente la energía de origen fósil y como aumenta la energía renovable.

Tabla 1. Evolución potencia instalada nacional. Fuente: REE. Avance del informe 2010, 2012, 2013.

TOTAL NACIONAL						
	2010		2012		2013	
Hidráulica	16658	15,4%	17762	16,4%	17766	16,4%
Nuclear	7716	7,1%	7853	7,3%	7866	7,3%
Carbón	11890	11,0%	12130	11,2%	11641	10,8%
Fuel/Gas	5889	5,4%	4401	4,1%	3498	3,2%
Ciclo combinado	26844	24,8%	27144	25,1%	27206	25,2%
Régimen ordinario	68997	63,7%	69290	64,0%	67977	62,9%
Hidráulica		0,0%	2040	1,9%	2058	1,9%
Eólica	19959	18,4%	22362	20,6%	22900	21,2%
Solar fotovoltaica	4188	3,9%	4410	4,1%	4681	4,3%
Solar termoeléctrica			1878	1,7%	2300	2,1%
Térmica renovable	9942	9,2%	943	0,9%	984	0,9%
Térmica no renovable			7373	6,8%	7248	6,7%
Régimen especial	34089	31,5%	39006	36,0%	40171	37,1%
TOTAL	103086		108296		108148	

Esta evolución tan notable y rápida de la potencia renovable instalada provoca que haya que plantearse nuevas maneras de gestionar el sistema y, por tanto, su demanda, ya que la situación pasa de un número reducido de instalaciones de elevada potencia a un mix nacional compuesto por pequeñas instalaciones dispersas por todo el territorio nacional.

Teniendo en cuenta este hecho, se hace necesaria la evolución de las redes de transporte y distribución para alcanzar todas las nuevas instalaciones e interconectarlas con el resto de la red para garantizar la mayor calidad de suministro posible. Para ello se muestra la gráfica siguiente en la que se observa el crecimiento de las redes en los últimos años de este periodo.

Evolución de la red de transporte en España

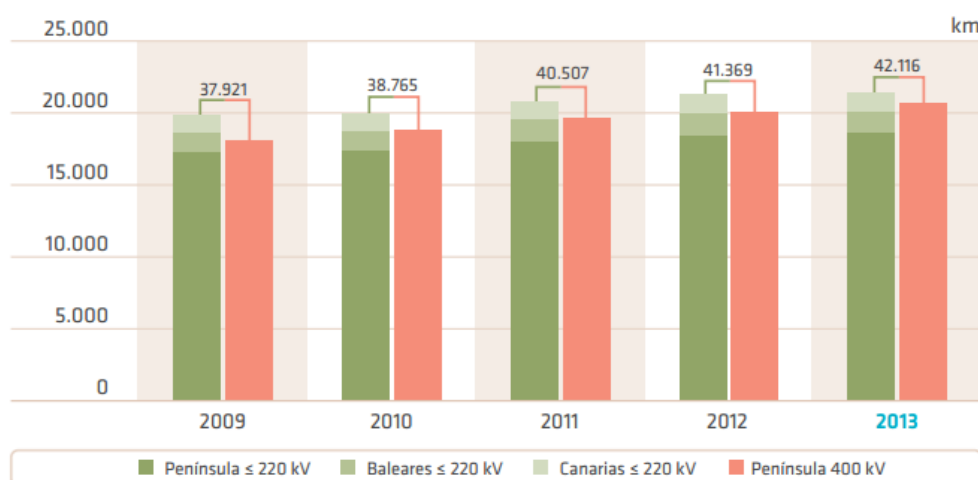


Figura 7. Evolución Red de transporte. Fuente: REE. Avance del informe 2013.

2.2.3.2. El Déficit de tarifa

Desde el año 2005 se vino produciendo en el sistema eléctrico español una diferencia entre los ingresos a través de la tarifa y los costes regulados. Este desajuste se justificaba mediante la idea de “proteger al consumidor de incrementos en el precio de la electricidad”, es decir, no aumentar los peajes para evitar la subida del precio de la electricidad a los usuarios mientras una cantidad de déficit estructural fue acumulándose hasta que en 2013 esta cantidad ascendía prácticamente a los 30.000 millones de euros.

De esta manera, y en una situación ya insostenible para el sistema si se tiene en cuenta el notable descenso de la demanda eléctrica motivado por la fuerte crisis económica, se promueve en el año 2013 la creación de una nueva Ley del Sector Eléctrico que podría plantear, junto con otras propuestas regulatorias, la eliminación definitiva del déficit del sistema. A fecha de 31 de diciembre de 2015, la deuda del sistema eléctrico asciende a 25.065,5 millones de euros, un 7% inferior al importe a 31 de diciembre de 2014 en el cual la cifra ascendía a 26.946,3 millones de euros.

Como se puede observar en la Tabla 2, el año 2014 es el primero en el que se produce un superávit en el sistema eléctrico de 550,3 millones de €, hecho que en los capítulos siguientes será explicado.

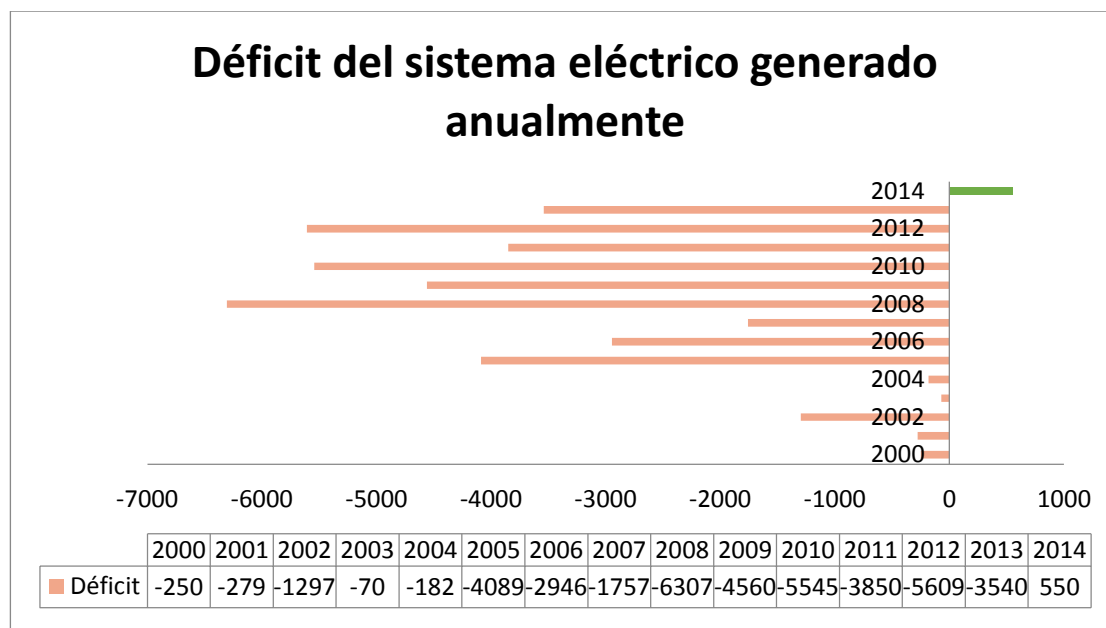


Tabla 2. Déficit del sistema eléctrico generado anualmente. Fuente: CNMC.

2.2.4. Situación actual

2.2.4.1. Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

Tras los acontecimientos ocurridos en la última década dentro del Sistema Eléctrico y desde la promulgación de la última LSE de 1997 se dieron las siguientes circunstancias que condujeron a la creación de una nueva ley para regular la situación actual:

- **Elevada dispersión normativa.** En los últimos años habían sido aprobadas numerosas medidas con rango de ley.
- **La LSE no era suficiente garantía de equilibrio financiero del sistema.** El aumento del déficit, el notable descenso de demanda y el crecimiento de partidas de costes por decisiones de políticas energéticas sin que se garantizase su ingreso por parte del sistema llevan a una situación de necesidad inminente de cambio en el sistema.
- **Cambios en el sistema que obligan a una consecución de un nuevo marco normativo.** Entre otras la elevada penetración de las energías renovables y la alta inversión realizada en las redes de transporte y distribución.

La Ley establece “la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica y de adecuarlo a las necesidades en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste”.

Los principales cambios en la nueva LSE de manera resumida son los siguientes:

- Se considera el suministro de energía eléctrica como “servicio de interés económico general” frente al anterior de “servicio esencial”. (Art.2)
- Se realiza una diferenciación entre peajes, costes de las redes de transporte y distribución, y cargos, pagos relacionados con otros aspectos regulados del sistema. (Art.16)
- Se limitan los desajustes por el déficit de ingresos al 2% de los ingresos estimados de cada ejercicio y de la deuda acumulada al 5%. (Art. 19)
- Obligación de revisión de peajes y cargos si se superan estos umbrales establecidos. (Art. 19)
- Obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema la igual que el resto de los consumidores. (Art. 9)
- Se establece el régimen retributivo para las energías renovables, cogeneración y residuos para que permita a estas tecnologías competir en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías presentes en el mercado. (Art. 14)
- Aplicación de un régimen específico a las actividades para el suministro de energía eléctrica en los territorios no peninsulares. (Art. 10)
- Deja de existir diferencia entre régimen ordinario y régimen especial. (Art. 23)
- Obligación con carácter más exigente que en la anterior regulación respecto a la separación de actividades reguladas y libres para todos los productores con retribución regulada.
- Refuerzo del papel de la Administración General del Estado como titular último de la garantía y seguridad de suministro eléctrico. (Art. 7)
- En cuanto a los consumidores eléctricos aparecen numerosas medidas:
 - ✓ Se establece el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor** como el precio máximo al que podrán contratar los consumidores de menos de determinada potencia contratada. (Art. 17)
 - ✓ **Consumidores vulnerables**: cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen, (Art. 45)
 - ✓ El **bono social** cubrirá la diferencia entre el valor del precio voluntario para el pequeño consumidor y un valor base, que se denominará **tarifa**

de último recurso y será aplicado por el correspondiente comercializador de referencia. (Art. 45.3)

- ✓ Los derechos del consumidor son ampliados notablemente para garantizar la recepción de un suministro con la suficiente seguridad, regularidad y calidad, con unos precios claramente comparables y transparentes y disponer de todos los procedimientos necesarios para tramitar sus reclamaciones.

2.2.4.2 Indicadores

El Sistema Eléctrico Español ha estado fuertemente marcado en la última década por las consecuencias de la grave crisis económica que ha atravesado el país, es por ello, que actualmente se empiezan a vislumbrar los primeros pasos de crecimiento, hechos que pueden modificar el funcionamiento del sistema y hacer necesario un reajuste del sistema.

En primer lugar, la demanda en 2015 según el Avance del Sistema Eléctrico Español 2015, aumentó por primera vez en los últimos 5 años. Esto se convierte en un signo de recuperación económica y un aspecto favorable para el sistema.

Evolución de la demanda		
Año	GWh	Incremento anual (%)
2011	255597	-1,9
2012	252014	-1,4
2013	246368	-2,2
2014	243544	-1,1
2015	248181	1,9

Tabla 3. Evolución demanda 2011-2015. Fuente: REE.

En cuanto a la generación renovable se produce en este último año 2015 un descenso provocado por la escasa presencia de la hidráulica y la eólica, que provoca el aumento de las tecnologías de generación no renovables (nuclear, carbón, fuel/gas, ciclo combinado y cogeneración).

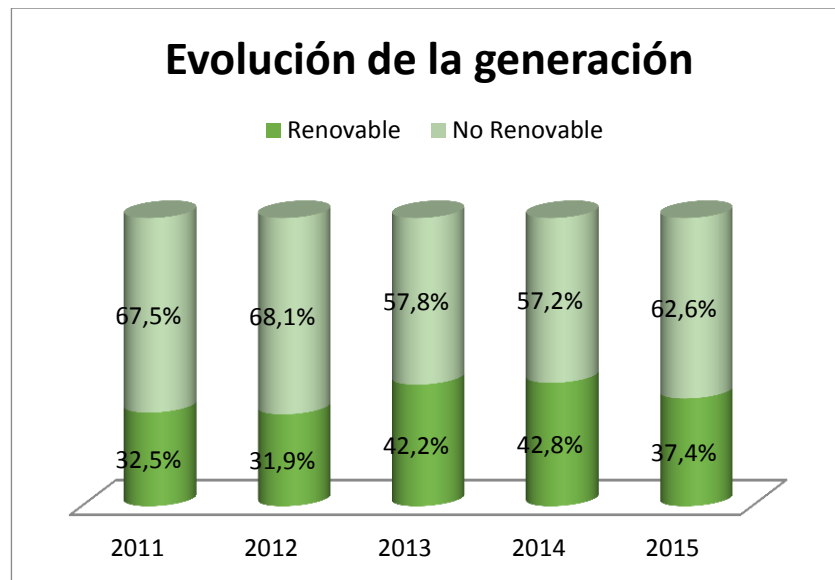


Figura 8. Evolución generación 2011-2015. Fuente: REE

Además de estos indicadores que ayudan a la comprensión del entorno que vive el sector eléctrico, en la actualidad, el tema energético está teniendo mucha repercusión en el plano político-económico.

Las “puertas giratorias”⁴ con las que se relaciona a grandes empresas eléctricas y los dos partidos políticos que han gobernado España desde los inicios de la democracia, sumadas al hecho del aumento de la corrupción ha hecho que la sociedad se alerte ante estos temas.

Se empieza a mostrar un interés real por conocer qué ocurre con las energías renovables y si es cierto que hay tantos problemas legislativos para implantarlas. La sociedad se interesa por conocer qué es el déficit de tarifa, cómo se ha originado y cómo se va a acabar con él.

Y como hecho relevante, se empieza a observar con la revolución política que vive el país que las políticas energéticas van enfocadas hacia un cambio radical, hacia auditorías reales de costes del sistema y hacia la mayor transparencia del sistema.

Por otro lado, los consumidores apuestan por conocer cuánto pueden ahorrar en su factura de la luz, por participar y trabajar con comercializadoras con certificados de calidad ambientales y, en definitiva, conocer un poco más el complicado y a veces oscuro Sistema Eléctrico Español.

⁴ Forma coloquial de expresar que un alto cargo público comience a trabajar en una empresa privada obteniendo beneficios de su anterior ocupación pública y produciendo conflictos de interés. Movimiento de altos cargos entre el sector público, sector privado y viceversa.

Las expectativas del sector son de progreso y de mejora, hacia una mayor transparencia y conciencia ambiental así que es probable que en los próximos años se vivan fuertes cambios legislativos que modifiquen el Sistema tal y como se presenta en este trabajo.

2.2.4.3. Participantes

Como conclusión a este repaso histórico hasta el Sistema Eléctrico tal y como lo “conocemos” actualmente se van a caracterizar los principales participantes y organismos que intervienen en las actividades.

Para ello se va a emplear el esquema mostrado en la Figura 10 como guía.

1. **Las actividades.** Por un lado las reguladas, Transporte y Distribución, y por otro, las liberalizadas, Generación y Comercialización.
2. **Operador del sistema.** Red Eléctrica de España.
 - ✓ Garantiza la seguridad y continuidad del suministro eléctrico para que éste fluya desde los centros de generación hasta los de consumo.
 - ✓ Elabora anualmente las previsiones de evolución de la demanda eléctrica a medio y largo plazo, así como de su cobertura, que son fundamentales para la elaboración de los planes de desarrollo de la red de transporte para los próximos años.
 - ✓ Gestiona los denominados servicios de ajuste para la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos.
3. **Operador del mercado.** Para comprender la figura del operador del mercado es necesario conocer que es el MIBEL.

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) nace de una unión entre los gobiernos de Portugal y España para la creación de un mercado común de energía eléctrica en un proceso que se inició en 2001 mediante la firma de un protocolo de colaboración.

De esta manera se consigue integrar los respectivos sistemas eléctricos con la facilidad de la ubicación geográfica, además se favorece el desarrollo del mercado de electricidad en ambos países y su interconexión, se facilita la transparencia y la posibilidad de acceso a todos los usuarios al libre mercado, y promover la eficiencia económica de todas las empresas del sector eléctrico intentando que esto se amplíe a toda Europa para formar un sistema común más robusto y con mejores condiciones y capacidades.



Figura 9. Interconexiones del Sistema Eléctrico Español. Fuente: REE.

Para integrar el funcionamiento del MIBEL se crearon los dos polos responsables de la gestión de los mercados tanto en los territorios portugués como español.

- OMIE (Polo Español) que es responsable de la gestión del mercado diario e intradiario.
- OMIP (Polo Portugués) que es responsable de los mercados a plazo.

Es, por tanto, en nuestro sistema eléctrico OMIE el operador del mercado.

4. Reguladores.

El Consejo de Reguladores lleva a cabo la regulación del mercado ibérico de electricidad, y para el polo español está compuesto por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) y la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores)

- CNMC: Tal y como se refleja en su página web: “La CNMC garantiza, preserva y promueve el correcto funcionamiento, la transparencia y la asistencia de una competencia efectiva en todos los sectores y mercados y sectores productivos, en beneficio de los consumidores y usuarios.”
- CNMV: “Es el organismo encargado de la supervisión e inspección de los mercados de valores españoles y de la actividad de cuantos intervienen en los mismos”.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo y Direcciones Generales de energía en las comunidades autónomas: encargados de proponer y aprobar la legislación correspondiente y las modificaciones que sean necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

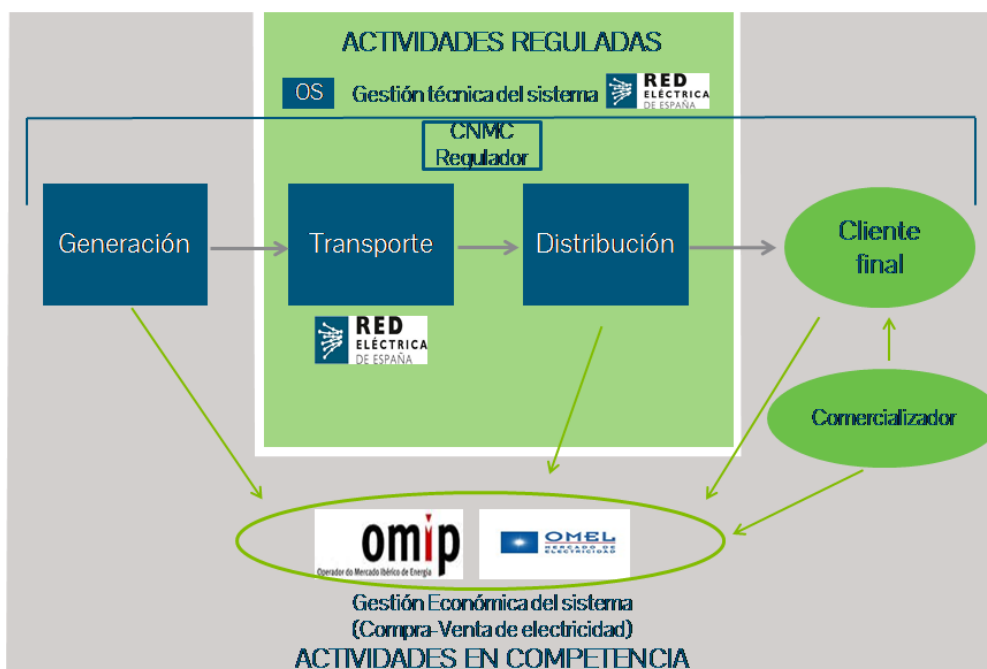


Figura 10. Componentes Sistema Eléctrico Español Fuente: El Periódico de la Energía

2.3. Mecanismos de Mercado. El precio de la energía.

Para poder comprender el resto de temas que se abordan en este trabajo es necesario conocer más en profundidad cómo funciona actualmente el mercado de electricidad en nuestro país que es quien establece los precios de la energía que se produce.

Las transacciones de energía realizadas para suministro final de energía a los clientes pueden realizarse mediante dos vías:

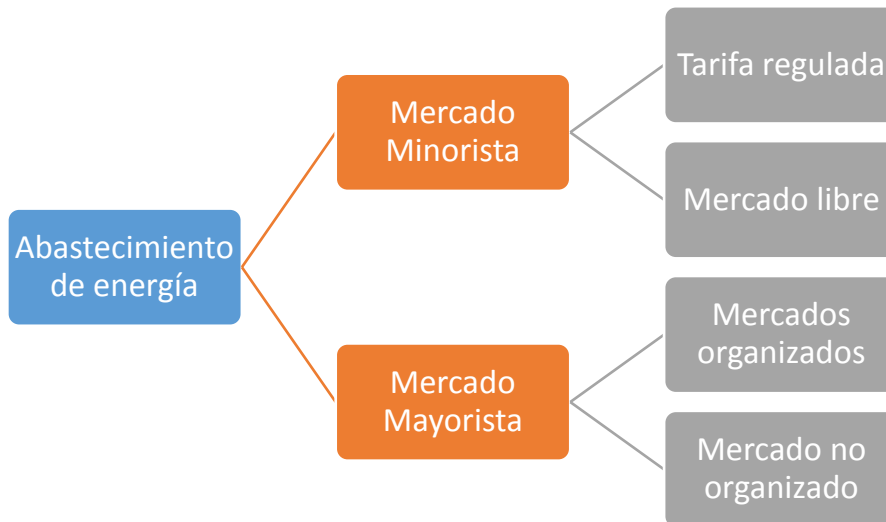


Figura 11. Mecanismos de mercado. Fuente: Elaboración Propia.

Por un lado, el **mercado minorista**, en el cual se realizan transacciones con pequeñas cantidades de energía. Este tipo de intercambio se produce habitualmente entre comercializadores y medianos y pequeños consumidores finales. Dentro de este formato, existen dos mecanismos básicos de contratación:

- Tarifa regulada: Los precios de los términos incluidos en la factura son fijados por el Gobierno y publicados mediante el BOE. Sólo los consumidores con potencia igual o inferior a 10 kW (potencia habitual de suministros domésticos o pequeñas empresas) pueden contratar esta opción. Esta tarifa, se denomina actualmente PVPC⁵ que sustituye a la antigua TUR⁶, además, sólo puede ser ofertada por las denominadas Comercializadoras de Referencia⁷.
- Contrato en Mercado Libre: En este tipo de contrato comercializadora y cliente pactan libremente un precio mediante un contrato. Todas las empresas comercializadoras pueden realizar contratos en mercado libre, además, no existe ninguna limitación de potencia, es decir, cualquier suministro puede acogerse a un contrato en mercado libre independientemente de las características de su suministro.

No se entrará a analizar cuál de las dos opciones es más rentable económicamente ya que su variación a lo largo del año está sujeta a cambios legislativos, así como a la estacionalidad y la meteorología.

⁵ PVPC: Precio Voluntario del Pequeño Consumidor

⁶ TUR: Tarifa de Último Recurso

⁷ Comercializadoras de Último Recurso: Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, EDP Energía y Viesgo.

Por otro lado se encuentra el **mercado mayorista** en el cual se realizan transacciones de grandes cantidades de energía. Este mercado se divide, además, en dos grandes bloques:

- Mercado no organizado: Realización de contratos bilaterales. No existe ninguna normativa específica, únicamente acuerdos libres entre generadores y compradores de energía. Por ejemplo, una comercializadora puede cubrir parte de su cartera mediante la realización de un contrato bilateral con una planta eólica o fotovoltaica capaz de producir la suficiente energía como para cubrir la franja energética solicitada, al precio pactado entre ambos y durante el periodo de tiempo acordado. Puede suponer una ventaja competitiva debido a la fijación del precio y a que ya no es necesario llevar esa energía al mercado diario para adquirirla.
- Mercados organizados: dentro de este bloque podemos encontrar tres tipos de mercado en función del tiempo que transcurre entre la fecha de acuerdo de compra y la ejecución de la misma.
 - ❖ En el mercado de futuros los plazos son entre 3 años y 2 días antes del intercambio.
 - ❖ En el mercado diario es el día anterior al intercambio de la energía.
 - ❖ El mercado intradiario opera en periodos de tiempo inferiores a 24 horas.

Conociendo ahora los mecanismos de mercado y su estructura se va a proceder a la explicación de la formación del precio diario del mercado eléctrico español. Es precisa su comprensión y los factores que intervienen en el proceso para poder analizar aspectos posteriores que incurren en este documento.

De entre los descritos previamente, se ha detallado que el mercado diario (también conocido comúnmente como pool) es en el cual se realizan las transacciones de energía para el día siguiente.

El mercado diario se celebra un día antes del día de la entrega de energía, concretamente antes de las 12 del día D-1. Antes de ese momento tanto generadores como compradores (generalmente comercializadores en nombre de sus clientes), han de acudir al mercado e introducir sus ofertas y sus demandas.

Es decir, de manera sencilla: un generador informará de cuánta energía estaría dispuesto a generar en cada hora del día siguiente y a qué precio mínimo la vendería.

Por otro lado, un comprador dirá la cantidad de energía que compraría en las 24 horas del día siguiente y qué precio máximo la compraría.

De esta manera y generando por tanto una curva tanto de oferta como de demanda para cada una de las horas del día siguiente se produce una casación para cada hora y, de esta manera (explicada de manera simplificada) se obtiene el precio de mercado para cada una de las horas del día siguiente. Así, sobre las 13h del día D-1 se conoce el precio del mercado para el día siguiente.

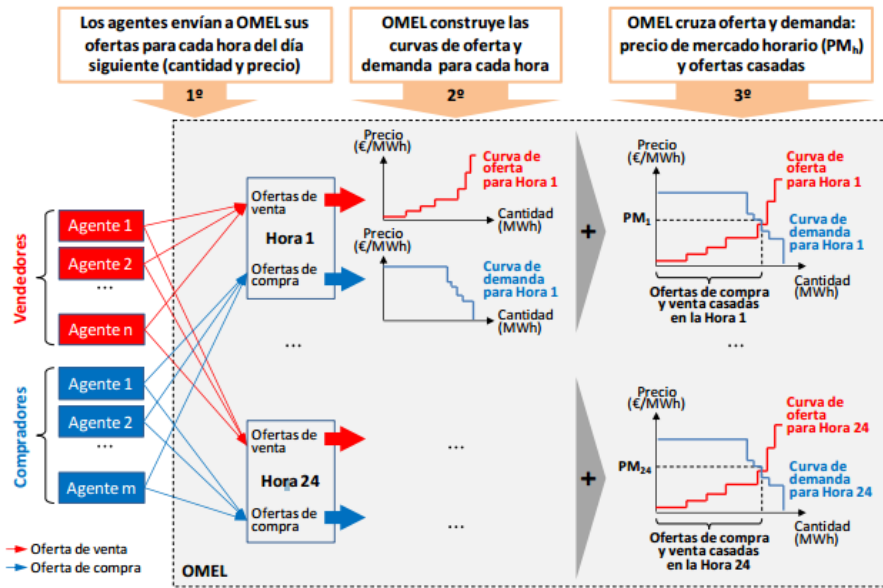


Figura 12. Esquema de funcionamiento del mercado diario. Fuente: www.energiaysociedad.es

Una vez comprendido el funcionamiento de formación del precio, es interesante conocer por qué algunas energías ofertan más baratas que otras, o por qué se dice que algunas energías “suben” o “bajan” el precio del mercado.

Tal y como se muestra en la siguiente gráfica los distintos tipos de energía ofertan generalmente a precios más altos o más bajos según sus costes de generación o su necesidad de vender esa energía a “cualquier precio”.

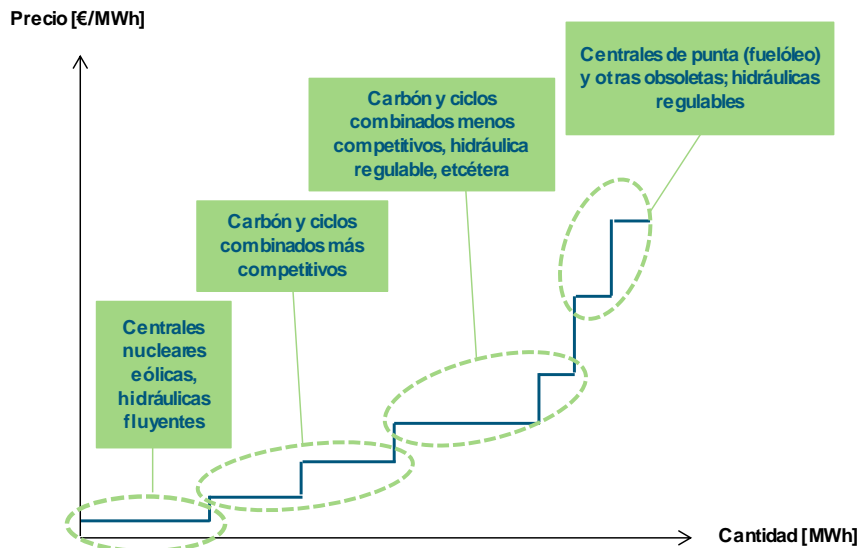


Figura 13. Componentes de la curva de oferta. Fuente: www.energiaysociedad.es

Es conocido que el gran problema de la energía eléctrica es su dificultad de **almacenamiento**, por eso se eleva tanto la complejidad de las redes de transporte y distribución y la fijación del precio.

Por ejemplo, una central nuclear o un aerogenerador eólico, en el momento que comienza a funcionar genera gran cantidad de energía que si no se aprovecha para distribución quedará inutilizada. Lo mismo ocurre con la hidráulica fluvial que sólo depende de recursos naturales. Este hecho explica que este tipo de generadores oferten su energía con precios muy bajos, su coste de oportunidad es muy bajo. En este grupo se incluye generalmente a las energías renovables, es por esto que se dice que “abaratán” el precio de la energía.

Ocurre lo contrario con los opuestos en la gráfica, por ejemplo la hidráulica mediante bombeo ya que su coste de oportunidad es muy alto, ya que pueden reservar el agua para “soltarla” cuando el precio del mercado sea alto. (Excepto en épocas muy lluviosas que se verán forzados a soltar agua a precios bajos)

A continuación y con un histórico de precios de los últimos años se va observar algunos ejemplos reales de los efectos que ha tenido la meteorología en la fijación del precio del mercado.

Precio medio mensual del mercado eléctrico (€/MWh)											
2013		2014		2015		2016					
Enero	50,50	Enero	33,62	Enero	51,60	Enero	36,53				
Febrero	45,04	Febrero	17,12	Febrero	42,57	Febrero	27,50				
Marzo	25,89	Marzo	26,67	Marzo	43,11	Marzo	27,79				
Abril	18,17	Abril	26,44	Abril	45,34	Abril	24,11				
Mayo	43,45	Mayo	42,41	Mayo	44,01	Mayo					
Junio	40,87	Junio	50,95	Junio	54,73	Junio					
Julio	51,16	Julio	48,21	Julio	59,55	Julio					
Agosto	48,09	Agosto	49,91	Agosto	55,59	Agosto					
Septiembre	50,20	Septiembre	58,89	Septiembre	51,88	Septiembre					
Octubre	51,50	Octubre	55,12	Octubre	49,90	Octubre					
Noviembre	41,81	Noviembre	46,80	Noviembre	51,20	Noviembre					
Diciembre	63,64	Diciembre	47,47	Diciembre	52,61	Diciembre					

Tabla 4. Histórico promedio mensual precio OMIE. Fuente: REE. Elaboración propia.

Con las escalas de colores se puede observar cómo ha variado el promedio mensual según la época del año. Se aprecia que normalmente los meses más caros se encuentran en torno al verano, teniendo en cuenta la elevada demanda por las elevadas temperaturas y la escasez de lluvia y viento (no hay tanta hidráulica ni eólica), en el principio y final de año teniendo en cuenta las bajas temperaturas y la necesidad de calefacción, y vemos que las épocas con precios más bajos son febrero, marzo y abril, esto es debido a las habituales lluvias y épocas ventosas que se dan durante este periodo.

En el **Anexo I** se analiza más detalladamente lo ocurrido en febrero de 2014, en la formación de precios récord y las principales causas de que ello ocurriera. Tal y como se detalla en el Anexo, ante la composición de la generación en dos días diferenciados, se observa como un día muy barato la principal energía en generación era la eólica y, por otro lado, uno de los días más caros del mes la energía principal era el carbón y destaca la baja presencia de las energías renovables.

Pero mediante el procedimiento aquí expuesto una parte de la formación del precio de la energía, es decir, se obtendría la “materia prima”, pero no el coste que se transfiere posteriormente a los usuarios por determinados costes asociados al precio de la energía.

2.3.1. Composición de precio final de la demanda nacional

Además del precio de la “materia prima” generado a través del procedimiento que se ha explicado detalladamente, y de las tarifas de acceso que van a ser desarrolladas en el presente documento existen otros componentes que afectan al precio final de la electricidad en la factura de la luz.

- **Precio mercado diario**
- **Tarifas de acceso**
- **Pagos por capacidad.** Tal y como describe REE en su glosario de términos estos pagos son regulados para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico. Estos pagos, como ya viene siendo habitual en el sector, han suscitado la polémica incluso por parte de una investigación de la Unión Europea que defiende que tal vez estos pagos sean más bien una ayuda económica para ciertas empresas del sector que realmente un mecanismo para proteger el sistema ante la inestabilidad del suministro.
- **Servicio de interrumpibilidad.** Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema, a aquel consumidor que sea proveedor de este servicio. La prestación de este servicio y su retribución se realiza conforme a los términos establecidos en la legislación vigente y en el contrato firmado por ambas partes.

Tal y como se comentará en sucesivos apartados este concepto fue recientemente extraído de las tarifas de acceso y, al igual que los pagos por capacidad, constituye una fuente de polémica en torno al sector eléctrico que duda de su utilidad real.

- **Servicios de ajuste del sistema.** En este punto se engloban una serie de mecanismos del sistema que permiten asegurar la calidad necesaria con el abastecimiento regulado tratando a la vez la demanda y la generación, evitando los desvíos y logrando una optimización máxima de las redes y sus posibilidades. Dentro de este apartado se incluyen: solución de restricciones técnicas, y servicios complementarios como la reserva de potencia adicional a subir, la regulación secundaria y terciaria y la gestión de desvíos del sistema.
- **Mercado intradiario.** Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.
- **Tasas Operador del Sistema y del Mercado.** Tasas abonadas a estos organismos por la labor realizada en el entorno del Sistema Eléctrico.

- **Margen operativo comercializadora.** Margen económico para la comercializadora para el desarrollo de actividad y sustento financiero para determinadas acciones asociadas al mercado.
- **Alquiler de equipos de medida.** Pago a la distribuidora en concepto de utilización de su equipo de medida en el punto de consumo.
- **Tasa municipal.** 1.5% de los términos exceptuando las tarifas de acceso.
- **Impuesto eléctrico.** 5.113% de los términos de energía y potencia, es decir, no grava el alquiler de equipos.
- **IVA.** 21%, grava todos los términos mencionados, incluso los anteriores impuestos.

3. ESTRUCTURA Y COMPOSICIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO A LA RED

Tal y como se ha expuesto en el apartado introductorio al Sistema Eléctrico Español, los peajes de acceso son necesarios ya que en España, se establece desde la implantación de la Ley del Sector Eléctrico en el año 1997 un mercado liberalizado.

En este mercado, las actividades de distribución y transporte son reguladas pero, en cambio, las actividades de comercialización y generación pasan a ser de libre competencia.

Aparece, por tanto, el fundamento de la implantación de estos peajes de acceso, es decir, la existencia de una remuneración regulada por la utilización de las redes de transporte y distribución por los agentes implicados en el mercados y que necesitan hacer circular la energía por las redes. En este caso generadores para poder distribuir la energía que producen en las centrales y consumidores para poder recibir la electricidad en sus hogares o en las industrias, tanto si estos adquieren la energía en el mercado libre o en el mercado regularizado.

De esta manera se establece un peaje regulado mediante sucesivas modificaciones legislativas cuyo objetivo es cubrir los costes que cada suministro genera en el sistema.

3.1. Origen. RD 1164/2001

Actualmente, la estructura de peajes de acceso vigente es la que viene recogida en el **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

[3.1.1. Ámbito de aplicación \(Art. 1\)](#)

Las tarifas de acceso reguladas en [16] son de aplicación a:

- Consumidores cualificados por cada punto de suministro o instalación.
- Comercializadores que actúen en nombre de los consumidores cualificados por cada punto de suministro o instalación.
- Distribuidores, cualificados según la LSE 1997, que adquieran energía para la venta de sus clientes cuando sea necesario acceder a través de las redes de otros distribuidores. (Con la Ley 17/2007 de 4 de Julio por la que se modifica la LSE, el distribuidor ya no puede suministrar a tarifa, así que deja de estar incluido en esta aplicación.)
- Autoprodutores para el abastecimiento de sus propias instalaciones siempre que utilicen redes de transporte o distribución.
- Agentes externos u otros sujetos que realicen exportaciones de energía.

Se especifica además como excepciones de aplicación de este Real Decreto a los cuales no se les aplicará las tarifas de acceso a:

- Consumos propios de empresas eléctricas destinados a sus actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como el consumo para instalaciones de bombeo. No se consideran como consumos propios las de explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas.
- Tránsitos internacionales de energía eléctrica que se hagan a través del sistema eléctrico nacional que tengan su origen y destino en países miembro de la Unión Europea o terceros países con los que se establezca acuerdo de reciprocidad.

A la vista de las determinaciones en [16] se concluye que sólo aquellos que demanden en el territorio español pagarían las tarifas de acceso. Es decir, entonces, **la generación no estaba cargada con costes de las redes, sólo aquellos que la demandaban pagaban por ellos**. Esto se fundamenta de la siguiente manera; si se carga la generación con un coste de red, esto hará que su oferta en el mercado aumente, por tanto, de nuevo sería el consumidor quién acabaría asumiendo este coste.

A pesar de ello, en España a partir de 2011 a través del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, se establece una carga al generador, tanto del régimen ordinario como del especial, de al menos 0,5 €/MWh.

Pero la aparición de estos peajes a los distribuidores aparecen ya en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico dentro de su artículo 1. El déficit tarifario será tratado con mayor profundidad en apartados siguientes de este trabajo, pero aquí se muestra uno de los ejemplos de cómo las modificaciones legislativas han dañado en numerosas ocasiones al consumidor, haciendo que aumente su factura de la luz y asumiendo costes para tratar de acabar con un déficit de tarifa que a priori los consumidores no han creado.

[3.1.2. Costes que incluirán las tarifas de acceso \(RD 1164/2001 Art. 2\)](#)

Tal y como presenta [16] en su artículo 2, los costes que incluirán las tarifas de acceso son los siguientes.

1. Costes de transporte de energía eléctrica.
2. Costes de distribución de energía eléctrica.
3. Costes de gestión comercial a clientes a tarifa.
4. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:

- 4.1. Moratoria Nuclear⁸
- 4.2. “Stock” básico del uranio
- 4.3. Segunda parte del ciclo de combustible nuclear
- 4.4. Compensación a los distribuidores en concepto de interrumpibilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados conectados a sus redes.
- 4.5. Sobrecostes del régimen especial
5. Costes permanentes:
 - 5.1. Compensación de extrapeninsulares
 - 5.2. Operador del sistema
 - 5.3. Operador del mercado
 - 5.4. Comisión Nacional de Energía
 - 5.5. Costes de transición a la competencia

Las tarifas de acceso incluirán además costes de transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados de gestión de restricciones establecidos en la normativa vigente.

Esta precisión de costes realizada en 2001 ha sufrido numerosas variaciones hasta la actualidad, desde la eliminación hasta la asignación de nuevos costes. En el apartado 4 de este trabajo se llevará a cabo su análisis tal y como se componen actualmente.

[3.1.3. Costes de Transición a la Competencia \(CTC\)](#)

Resulta interesante la aparición y posterior eliminación de los CTC (también conocidos como “costes hundidos” o “costes varados”) ya que su repercusión continúa hasta la actualidad, de hecho en 2016 numerosos artículos de opinión en los principales periódicos de este país reflejan la situación vivida y las posibles soluciones a aplicar para resolver esta incidencia. Para la mejor comprensión de esta situación se va a proceder a explicar el origen y evolución de los Costes de Transición a la Competencia.

Los CTC tienen su origen en 1996, donde aparece su nombre por primera vez en el “Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional”⁹, más

⁸ Moratoria nuclear: aprobada en 1984, gobierno de Felipe González. Coste que se ha incluido la factura eléctrica entre 1996-2015 y cuyo importe asciende a 5717 millones de euros [21]. Se considera un canon para las grandes compañías eléctricas como recompensa a las inversiones realizadas para construir centrales nucleares que nunca fueron llevadas a término por el Estado rescindir los permisos debido a diversos factores sociales y políticos.

⁹ “Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional”: fue suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas (Endesa, Iberdrola, Fenosa, Feinsa, Sevillana, Hidrocantábrico y la patronal UNESA) en diciembre de 1996 durante el gobierno de Jose María Aznar.

conocido como el “Protocolo Eléctrico”. En él se planteaba una nueva regulación del sistema eléctrico nacional.

Ante la llegada de la liberalización del mercado eléctrico, las empresas tradicionales del mercado regulado tendrían que asumir ciertos costes debido a la competencia para los cuales no estaban prevenidos. Sobre todo, estos costes afectarían al parque nuclear español, que serían irre recuperables en el mercado, y que, por tanto, y para que estas empresas pudiesen recuperar las inversiones realizadas necesitarían algún tipo de liquidación mediante la cual sus pérdidas fuesen amortiguadas.

Para ello, en el apartado 7 del Protocolo, sobre formación de precios, se establece uno de los componentes del coste de suministro eléctrico serían los CTC, es decir, serían atribuidos al cliente final mediante los peajes de acceso.

En un instante inicial los CTC estaban compuestos por cuatro componentes:

- Retribución fija
- Costes del stock estratégico de combustible nuclear
- Costes por el tratamiento de residuos nucleares
- Moratoria nuclear (la pendiente)

La primera cifra que se barajó de CTC ascendía a 20.000 millones de euros, pero esa cifra fue recortada considerablemente.

El Protocolo Eléctrico reflejaba que entre 1998 y 2007 ambos inclusive, las empresas deberían recuperar como máximo 12.000 millones de euros de los cuales un 85% de retribución fija y un 15% de prima al carbón nacional (1pta/kWh) intentando de esta manera promover el consumo de carbón producido en tierras españolas ante la posible amenaza de desaparición teniendo en cuenta el desarrollo de las energías renovables.

Además, se establece un sistema de liquidación por diferencias en el cual los años con precio medio de mercado superior a 36 €/MWh, el exceso producido se descontaría de los CTC pendientes de cobro, y viceversa. Es decir, si el precio era inferior a esa cantidad, entonces la diferencia sería abonada a la empresa.

Es decir, existen dos maneras de cobrar los CTC; por un lado vía peajes establecidos y, por otro lado, vía mercado a través del sistema de diferencias explicado anteriormente. Los peajes cobrados a través del mercado no podrían ser cobrados mediante peajes, además, si el precio de mercado era excesivamente barato se adelantaba la recuperación vía peajes.

Pocos meses después, en noviembre de 1997 ve la luz, la ya expuesta en el apartado introductorio del trabajo, Ley 54/1997, Ley del Sector Eléctrico. En ella se vuelve a mencionar a los CTC incluyendo una diferencia importante respecto a su primera publicación: de los cuatro conceptos inicialmente incluidos en los CTC, tres de ellos dejan de considerarse.

- Por un lado, el stock estratégico de combustible nuclear y los residuos nucleares pasan a ser costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. (Ver esquema del apartado 3.1.2.).

- Por otro lado, la moratoria nuclear, que por estar titulizada no puede liquidarse como CTC.

Ante estos cambios en la clasificación de los costes de transición a la competencia, contrario a lo que puede parecer lógico en este caso, los CTC no fueron reducidos. Es decir, tres cuartas partes de su composición salen pero la cuantía no varía. Es decir, en este caso se aumentan considerablemente los gastos que soportan los usuarios con la tarifa de acceso.

A finales del año 1998 cuando la CNMV¹⁰ anuncia el acuerdo alcanzado entre el Ministerio y el Sector Eléctrico para adelantar la liberalización, se llega a determinados acuerdos que garantizan y adelantan a 1999 el cobro íntegro de la mitad de la cifra que se acordó inicialmente como pago a los CTC (6.000 millones de euros).

Todo ello además de los cobros asociados al consumo de carbón autóctono (1.500 millones de euros) y los cobros de CTC en el 1998 (1.300 millones de euros).

■ 1988 (M€) ■ 1999 (M€) ■ Carbón autóctono (M€) ■ Restante (M€)

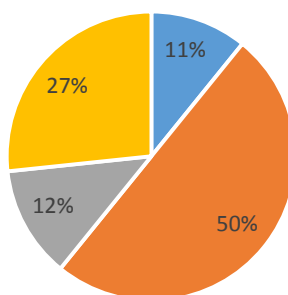


Figura 14. Cobros CTC en 1999. Fuente: Elaboración Propia.

Así, ya se había adelantado la mitad de los pagos, sin conocer ni siquiera el precio del pool para liquidar vía mercado, son conocer los efectos de la liberalización y de la supuesta entrada de competidores capaces de introducir tecnologías más eficientes que pusiesen en peligro las de las empresas tradicionales del mercado regulado.

Quedan en este escenario, por tanto, 3.200 millones de euros que debían de ganarse vía mercado. Con estas cifras, si el precio medio en el periodo 1998-2007 resultaba igual a 40 €/MWh entonces se podría realizar la recuperación del importe vía mercado. (El precio medio de ese periodo tuvo un precio medio de 48 €/MWh).

Con todo esto, a finales de 1998 se conoce la noticia de que existía posibilidad de que se titulizasen los CTC, y con esto se realiza una comparecencia en la que participaron los órganos

¹⁰ CNMV: Comisión Nacional del Mercado de Valores.

reguladores en la cual Amadeo Petitbó (Tribunal de Defensa de la Competencia) plantea 3 escenarios posibles.

La primera consistía en que la titulización resultara superior a los CTC reales, en cuyo caso las eléctricas obtendrían ingresos adicionales que dificultarían más si cabe la entrada de otras empresas en competencia. La segunda de las opciones sería que la titulización fuese inferior a los CTC reales, caso en el cual las eléctricas tradicionales reclamarían los pagos no realizados a las mismas. Y, por último, la bastante improbable situación de que coincidiesen ambas cifras.

De estos tres escenarios sólo el caso en el que las eléctricas tradicionales “pierden” ingresos resulta beneficioso para la introducción de la competencia en el sector, pero como era de esperar, las eléctricas no iban a aceptar estos términos.

En 1998 la CNSE ya advierte de los posibles efectos negativos para los consumidores y para los futuros políticos que podría conllevar el hecho de titularizar estos costes.

Así pues, en noviembre de ese mismo año el ministro Piqué anticipa un esquema mediante el cual no se impida la titulización pero que permitiese corregir los hipotéticos excesos de CTC.

Esta nueva enmienda¹¹ incluía una cláusula en la cual se determinaba que en ningún caso las eléctricas cobrarían más con el nuevo sistema que lo que hubiesen cobrado con el sistema de diferencias planteado inicialmente. Además, se producía una quita de 1.500 millones de euros de los inicialmente considerados.

A modo de resumen, los CTC eran la diferencia existente entre los ingresos asegurados para las eléctricas según el MLE (sin plantear la liberalización del sector) y los ingresos estimados que podrían recibir vía mercado en 15 años. Es decir, el importe máximo que podían recuperar las eléctricas era de 10.500 millones de euros teniendo en cuenta las dos quitas sufridas. De esa cifra, 1.800 millones correspondían al consumo de carbón autóctono y 8.700 millones se calcularían por diferencias, vía mercado con el rango marcado en 36€/MWh o vía tarifa regulada.

Según datos que ofrece la CNE, actualmente CNMC, en los primeros cinco años las eléctricas ya recuperaron 5.600 millones de euros.

¹¹ Se refiere al artículo 107 de la Ley 50/1998, de Acompañamiento.

Tabla 5. Ritmo de recuperación de los CTC. Fuente: Elaboración propia.

Año	Vía tarifa (M€)	Vía Mercado (€/MWh)
1998	636	34,9
1999	628	35,1
2000	534	39
2001	54	38,4
2002	0	45,6

En la Tabla 5 se observa como conforme avanzan los años, la mayoría de los CTC son recuperados vía mercad. Se observa como el aumento de los precios de pool facilita el hecho de disminuir las retribuciones vía tarifa.

En la Ley 9/2001 se amplía el periodo de recuperación de los CTC 3 años, hasta el año 2010. A la vista de la tabla anterior teniendo en cuenta que se recuperaban más costes vía mercado teniendo en cuenta su precio, y que además las empresas habían recuperado sus Costes de Transición a la Competencia (a excepción de Elcogas).

Finalmente, con el RD 7/2006 de 23 de junio, con el gobierno de Jose Luis Zapatero, como medida urgente, se suprimen los CTC.

A la vista de la situación actual que se vive en el sector eléctrico se puede afirmar que esos costes fueron suficientemente justificados legislativamente, pero existen muchas dudas respecto a si las empresas eléctricas realmente cobraron lo estipulado o recibieron cantidades superiores a las inicialmente pactadas. Este análisis podría llevar un trabajo completo de investigación paralelo al presente, con artículos de opinión¹² ¹³ publicados que analizan y estudian si estos pagos fueron superiores y cómo ha afectado esto al desarrollo de un entorno liberalizado.

¹² <http://www.revistasice.com>

¹³ http://cincodias.com/cincodias/2004/10/19/economia/1098298548_850215.html

3.2. Principios generales de la tarifa de acceso

Tal y como se menciona en la publicación de 2003 “Aclaraciones sobre la tarifa eléctrica” los principios que se deducen de la literatura económica sobre tarifas y legislación eléctrica en Europa y en España concretamente son los siguientes:

- **Garantía de recuperación de los costes de las actividades reguladas.**
- **Transparencia** en la metodología de formación de las tarifas, en la publicación de los procedimientos para su obtención y en los resultados obtenidos.
- **No discriminación** en la asignación de costes. Es decir, que independientemente de la naturaleza de la energía o del usuario, el mismo uso de energía corresponda con los mismos costes.
- **Eficiencia económica**, de forma que las diversas tarifas reflejen los costes incurridos por los usuarios correspondientes y envíen señales económicas correctas para fomentar la eficiencia del suministro y la utilización de la electricidad en el corto y en largo plazo.
- **Estabilidad en la metodología empleada.** Es decir, que exista seguridad jurídica y la posibilidad de que las empresas involucradas puedan planificar sus acciones. Esto lleva directamente a evitar arbitrariedad del regulador, evitar excesivos cambios legislativos y de estructura en la formación de los peajes, así como de su cuantía.
- **Aditividad tarifaria.** Se trata de que se pueda diferenciar de manera clara cuánto y cómo afecta cada uno de los conceptos que componen los peajes de acceso a la composición final. Debe haber una concordancia entre la tarifa aplicada y la parte de la tarifa destinada a remunerar a las actividades de transporte y distribución.
- **Consistencia** con el proceso de reestructuración y liberalización del sector eléctrico que tenga lugar en cada país. Que se cumple la libre elección por parte de los consumidores que componen un mercado libre.

Resulta interesante el análisis realizado por los autores de la publicación citada ya que parece obvio que cualquier tarifa ha de cumplir con los principios básicos aquí detallados, a lo largo de este trabajo descubriremos, sin embargo, que en el caso de aplicación al Sistema Español no se cumplen todas estas características de manera tan eficiente.

[3.2.1. Principios de la tarifa de acceso en España](#)

En el caso español es complicado encontrar una determinación clara del método de asignación de los costes, por tanto, el aspecto de la transparencia queda en entredicho. Por otro lado, tal y como se ha comentado anteriormente, hasta el año 2011 sólo los consumidores pagaban las tarifas de acceso y no lo hacían los generadores, por tanto, tampoco se cumple la característica no discriminatoria.

Sí que en principio existe cierta estabilidad en la metodología empleada, aunque como se verá en los sucesivos apartados desde su aparición, los peajes de acceso han sufrido diversas modificaciones, propiciadas a veces por cuestiones económicas y otras veces por decisiones políticas.

También se respeta por otro lado la garantía de recuperación de los costes de las actividades reguladas. Es decir, además de muchos otros aditivos en la tarifa, se garantiza mediante el sistema regulado que las actividades de generación y distribución obtienen la retribución correspondiente de cada usuario por la utilización de las redes.

3.3. Estructura de las tarifas de acceso

Una vez conocidas las generalidades asociadas a la tarifa de acceso, sus principios básicos y los costes que contienen las mismas, se va a analizar su estructura y su formación.

En primer lugar, se va a presentar la división presentada en [21] mediante la cual se clasifican las tarifas según su nivel de tensión inicialmente.

La principal diferenciación se obtiene mediante las tensiones inferiores o superiores a 1kV, en el caso de los suministros con tensiones no superiores a 1 kV son denominados de baja tensión, y por otro lado, los suministros efectuados a tensiones superiores a 1 kV les serán de aplicación las tarifas de alta tensión.

Dentro de cada nivel de tensión se dividen las tarifas según la potencia contratada. Esta potencia viene determinada principalmente por las necesidades del consumidor, teniendo en cuenta sus hábitos de consumo y sus condiciones. En los hogares, por ejemplo, una potencia habitual se encuentra alrededor de 3.3 kW de potencia contratada.

La siguiente tabla muestra la composición final de la estructura de las tarifas presentada en [21] inicialmente:

Tabla 6. Tarifas de acceso según [21]. Fuente: Elaboración propia.

	Tarifa	Rango Potencia	Periodos horarios	Nivel de tensión
BT	2.0A	≤ 15 kW	1/2	≤ 1 kV
	3.0A	≥ 15 kW	3	≤ 1 kV
AT	3.1A	≤ 450 kW	3	≥ 1 kV y < 36 kV
	6.1	≤ 450 kW	6	≥ 1 kV y < 36 kV
	6.2	-	6	≥ 36 kV y $< 72,5$ kV
	6.3	-	6	$\geq 72,5$ kV y < 145 kV
	6.4	-	6	≥ 145 kV
	6.5	-	6	Conexiones internacionales

Por otro lado, tanto las tarifas de acceso como su estructura han variado respecto al momento de su formación en 2001. Es por ello, que para realizar una mayor aproximación a la realidad se presenta en la tabla siguiente la estructura real actual (año 2016) de las tarifas de acceso. Las modificaciones que se pueden apreciar serán explicadas en sucesivos apartados de este trabajo, justificando y detallando su aparición.

Tabla 7. Tarifas de acceso actuales. Fuente: elaboración propia.

	Tarifa	Condiciones
BT	2.0A	$P_c < 10 \text{ kW}$
	2.0DHA	$P_c < 10 \text{ kW}$
	2.1A	$10 \text{ kW} < P_c < 15 \text{ kW}$
	2.1DHA	$10 \text{ kW} < P_c < 15 \text{ kW}$
	3.0A	$P_c > 15 \text{ kW}$
	2.0DHS	$T < 1 \text{ kV}$ y $P_c < 10 \text{ kW}$
	2.1DHS	$T < 1 \text{ kV}$ y $10 \text{ kW} < P_c < 15 \text{ kW}$
AT	3.1A	$1 \text{ kV} < T < 36 \text{ kV}$
	6.1A	$1 \text{ kV} < T < 30 \text{ kV}$
	6.1B	$30 \text{ kV} < T < 36 \text{ kV}$
	6.2	$36 \text{ kV} < T < 72,5 \text{ kV}$
	6.3	$72,5 \text{ kV} < T < 145 \text{ kV}$
	6.4	$T > 145 \text{ kV}$
	6.5	Conexiones internacionales

La diferencia principal que se puede observar entre las dos tablas presentadas es el aumento de rangos que ha habido con el paso de los años. Es decir, se ha aumentado el número de escalones de potencia y tensión en los que clasificar los suministros eléctricos.

En concreto, observamos la aparición en la baja tensión de las tarifas de discriminación horaria (DHA/DHS) que a continuación se explicarán con mayor detalle, y además, en la alta tensión aparecen también nuevas clasificaciones atendiendo a su clasificación de tensión que también serán comentadas a continuación.

Para los peajes actuales, con vigencia a 01/07/2016, que son los definidos en la ITC/107/2014 del 31 de enero, con sus modificaciones para algunas de las tarifas, se procede a definir su estructura en lo referente a periodos de facturación y formación de precios. Estos peajes,

quedan como en las ocasiones anteriores, sujetos a los posibles cambios que el Gobierno realice sobre los mismos mediante las herramientas correspondientes.

3.3.1. Tarifas de baja tensión

Hasta el año 2009 en las tarifas de baja tensión únicamente existían dos peajes; el 2.0A para potencias inferiores a 15 kW y el 3.0 para potencias superiores a 15 kW. Con la entrada en vigor de la Tarifa de Último Recurso (TUR) en 2009, por [22] la tarifa 2.0 se limita para potencias inferiores a 10 kW dejando entonces sin tarifificar el rango de potencias entre 10 kW y 15 kW.

Con todo ello, las tarifas de baja tensión actuales mostradas en la tabla correspondiente son determinadas para suministros con tensiones no superiores a 1 kV y en función de su potencia de contratación se puede encontrar la siguiente clasificación:

- **Tarifa 2.0A**

Tarifa aplicada para suministros en baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW. En este caso, el peaje de potencia y energía se aplicará a un único periodo, es decir, durante todos los días en los cuales tengan vigencia los precios actuales.

- **Tarifa 2.0DHA**

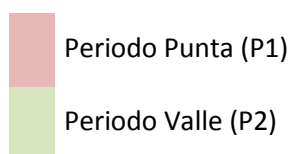
Para tarifas de baja tensión, con potencia contratada menor o igual a 10 kW pero en este caso con discriminación horaria. Es decir, la energía se factura en dos periodos distintos. Por un lado, existe el periodo valle durante el cual la energía tiene un precio inferior debido a que comprende la franja de horas en las que habitualmente existe un menor consumo, y por otro lado, el periodo punta, durante el cual la energía se paga a un precio superior teniendo en cuenta que son las horas en la que existe más demanda.

Se realiza además una diferenciación entre verano e invierno teniendo en cuenta también la diferencia en los horarios en los hábitos de consumo entre ambos periodos. Este cambio se produce a la vez que el cambio de hora oficial en España¹⁴.

¹⁴ El último domingo de marzo se adelanta el reloj una hora de las 02:00 a las 03:00 y comienza el horario de verano. El último domingo de octubre se atrasa el reloj una hora de las 03:00 a las 02:00 dando comienzo el horario de invierno.

Tabla 8. Periodos de discriminación horaria. Fuente: Elaboración propia.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
INVIERNO																									
VERANO																									



Como se puede observar en la Tabla, el periodo punta recoge en ambos horarios las 10 horas del día con mayor consumo en hogares fundamentalmente, horas de realización de las tareas del hogar, la cena, duchas, lavadoras, etc.

Esta discriminación horaria permite al usuario adaptar su consumo en función de sus hábitos para poder consumir en las horas en las que le produzca un ahorro en su factura de la luz.

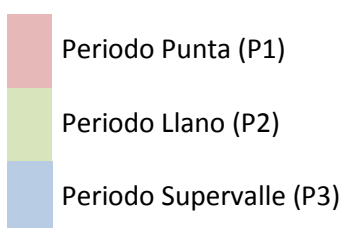
Los primeros periodos definidos se realizaron con [16], y más tarde fueron modificados en 2007 a los actuales que se muestran en la tabla superior para lograr adaptarlos mejor a las curvas de demanda de este tipo de consumidores [23].

- **Tarifa 2.0DHS**

Esta tarifa aparece por primera vez en [24] y es la denominada tarifa de discriminación horaria supervalle. En este caso, se aplicará a suministros con tensión inferior a 1 kV y potencia contratada inferior a 10 kW, y consiste en la discriminación horaria tradicional con un periodo añadido que subdivide el periodo valle de la DHA.

Tabla 9. Periodos de discriminación horaria supervalle. Fuente: Elaboración propia.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INV/VER																								



En este caso no existe diferenciación entre el horario de verano e invierno, pero se observa cómo se produce un abaratamiento superior en las horas que existe menos consumo habitualmente en este tipo de consumidores. De esta manera, se abarata la franja horaria nocturna, en la que suele ser más complicado realizar las actividades en hogares que suponen un mayor consumo (hornos para cocinar, lavadoras por el molesto sonido, duchas...), y se sigue manteniendo los periodos establecidos para la discriminación horaria simple (DHA).

En ambos casos en las tarifas de discriminación horaria presentadas, el cambio de precios se refiere únicamente al término de energía. Es decir, el precio para la potencia es igual en todos los periodos, y será el término de energía de los peajes el que se aplicará de manera diferenciada en función de en qué franja se realice el consumo de electricidad.

- **Tarifas 2.1A, 2.1DHA y 2.1DHS**

Estas tarifas surgen [22] ante la necesidad de cubrir la franja de potencia entre 10 kW y 15 kW tras ajustar la tarifa 2.0A hasta los 10 kW de potencia.

Esta tarifa también ofrece la posibilidad de la discriminación horaria simple y la discriminación horaria supervalle, con las cuales comparten las características presentadas en el apartado anterior y los horarios establecidos para las mismas.

Este tipo de suministros sigue siendo habitualmente para hogares, así que, los horarios establecidos con la discriminación horaria permiten un ahorro económico sustancial en el caso en que se realice el consumo en la franja horaria más barata.

- **Tarifa 3.0A**

Este tipo de tarifa es de aplicación a suministros de baja tensión, con una potencia contratada superior a 15 kW. Se habla comúnmente de pymes y pequeños comercios los que se acogen a este tipo de tarifa.

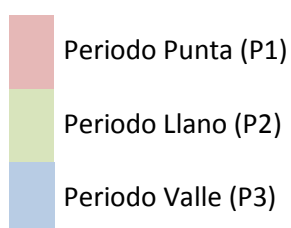
En este tipo de tarifa se establecen de manera continua y obligada tres periodos diferenciados, tanto en el término de potencia como en el término de energía (a diferencia de la discriminación horaria comentada anteriormente), es decir existen precios distintos de potencia y energía para cada uno de los tres periodos establecidos: punta (P1), valle (P2) y llano (P3).

En este tipo de tarifas no sólo se diferencian la estacionalidad, es decir, cambios entre verano e invierno sino que además también existen diferentes periodos para según qué zona de España:

- Zona 1: Península Ibérica

Tabla 10. Aplicación periodos tarifarios 3.0A Península. Fuente: Elaboración Propia.

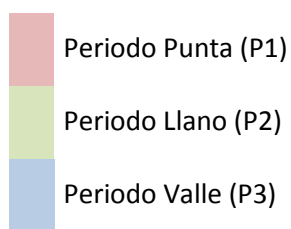
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INVIERNO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
VERANO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2



- Zona 2: Baleares

Tabla 11. Aplicación periodos tarifarios 3.0A Baleares. Fuente: Elaboración Propia.

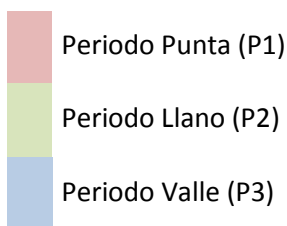
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
INVIERNO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	
VERANO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2



- Zona 3: Canarias

Tabla 12. Aplicación periodos tarifarios 3.0A Canarias. Fuente: Elaboración Propia.

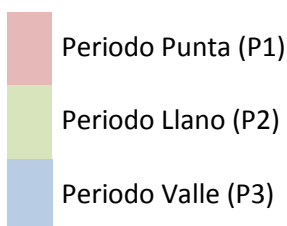
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INVIERNO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2
VERANO	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2



- Zona 4: Ceuta y Melilla

Tabla 13. Aplicación periodos tarifarios 3.0A Ceuta y Melilla. Fuente: Elaboración Propia.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INVIERNO	P2	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P2
VERANO	P2	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2



Como se puede observar en las tablas anteriores según en qué lugar estés de España en una misma hora puedes estar en un periodo de consumo u otro. Esto se realiza para que los consumidores que tienen una mayor demanda, ya que sus potencias son las más altas en la baja tensión, se les exija una facturación en tres periodos para que esté obligado a revisar su patrón de demanda y lo adecue a los periodos más económicos de los ofrecidos.

3.3.2. Tarifas de alta tensión

Las tarifas de alta tensión, se aplican a los suministros con tensiones superiores a 1 kV y se encuentran divididas por escalones de tensión tal y como se ha mostrado en la tabla superior correspondiente en la actualidad.

- **Tarifa 3.1A**

La tarifa 3.2 se aplica a suministros cuya tensión este comprendida entre 1 y 36 kV, y cuya potencia contratada sea inferior o igual a 450 kW en cada uno de los periodos de contratación.

Su estructura es similar a la de la tarifa 3.0A ya que se estructura en tres periodos diferenciados de contratación que son los que se presentan a continuación. Al igual que en la tarifa 3.0A existe un valor diferenciado para potencia y energía en cada uno de los tres periodos existentes.

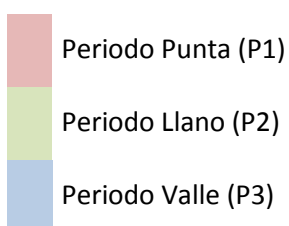
En este caso también existe una diferenciación tanto para verano e invierno, como para el territorio de España en el cual se encuentre el suministro, además del tipo de día en que se consuma.

Ya que este tipo de suministro es muy común para pequeñas empresas los horarios más penalizados, más caros, son los correspondientes a las franjas horarias en las cuales estos establecimientos realizan la mayor parte de su consumo. Tanto es así, que los fines de semana y los días festivos son las fechas con una menor penalización.

- Zona 1: Península Ibérica

Tabla 14. Aplicación periodos tarifarios 3.1A Península Ibérica. Fuente: Elaboración Propia.

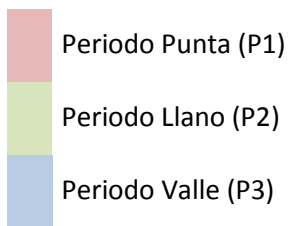
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INVIERNO	De L a V	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Punta	Punta	Punta	Punta	Punta	Punta	Llano
	S, D y Festivos	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano
VERANO	De L a V	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Llano	Llano	Punta	Punta	Punta	Punta	Punta	Punta	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano
	S, D y Festivos	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Valle	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano	Llano



- Zona 2: Baleares

Tabla 15. Aplicación periodos tarifarios 3.1A Baleares. Fuente: Elaboración Propia.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INVIERNO	De L a V	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2
	S, D y Festivos	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2
VERANO	De L a V	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2
	S, D y Festivos	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2

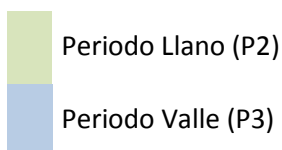


- Zona 3: Canarias

Tabla 16. Aplicación periodos tarifarios 3.1ª Canarias. Fuente: Elaboración Propia.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INVIERNO	De L a V	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2
	S, D y Festivos	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2
VERANO	De L a V	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
	S, D y Festivos	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2

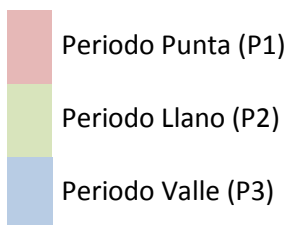




- Zona 4: Ceuta y Melilla

Tabla 17. Aplicación periodos tarifarios 3.1A Ceuta y Melilla. Fuente: Elaboración Propia.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
INVIERNO	De L a V																									
	S, D y Festivos																									
VERANO	De L a V																									
	S, D y Festivos																									



- **Tarifa 6.X**

La tarifa 6 es de aplicación en la alta tensión, es decir, para suministros superiores a 1 kV, sólo en el caso de la tarifa 6.1A y 6.1B, en las cuales tiene que existir algún periodo tarifario con potencia contratada superior a 450 kW, existe alguna limitación de potencia en este aspecto. Los rangos de tensión aplicados para este tipo de tarifas son los mostrados a continuación:

Tabla 18. Clasificación tarifa 6.X. Fuente: Elaboración propia.

6.1A	1 kV < T < 30 kV
6.1B	30 kV < T < 36 kV
6.2	36 kV < T < 72,5 kV
6.3	72,5 kV < T < 145 kV
6.4	T > 145 kV
6.5	Conexiones internacionales

Como se observa en las tablas comparativas de la evolución sufrida por los peajes de acceso, se observa que la original tarifa 6.1A se desarrolló posteriormente en dos tarifas diferenciadas. A partir del 1 de enero de 2015 mediante [25] se produjo esta subdivisión, y este cambio fue promovido por el Gobierno para dar una mayor competitividad a los consumidores acogidos a la tarifa 6.1B, que tienen asociados unos menores costes regulados y además podrían llegar a optar a la retribución por el servicio de interrumpibilidad, reduciendo así de manera considerable su factura eléctrica.

En este caso, las tarifas se facturan mediante 6 periodos para los cuales existe un valor distinto de potencia y energía para cada uno de ellos.

En el **Anexo II** se muestran los periodos tarifarios correspondientes a la tarifa 6.X, ya que en este tipo de tarifa también existe una diferencia entre cada una de las zonas que componen España.

Como se puede observar en las tablas horarias presentadas en el Anexo II los horarios para cada una de las tarifas se encuentran asociados a los hábitos de consumo analizados en cada una de las zonas en las que se agrupan los distintos subconjuntos.

En todas las tarifas presentadas los componentes del precio de energía y potencia de los periodos más altos son más bajos que las de los bajos periodos, es por ello que será beneficioso para el consumidor trasladar la mayor parte posible de su consumo a esos últimos periodos ya que podrá verse reflejado en una disminución considerable del precio de su factura de la luz.

Teniendo en cuenta que estos consumos corresponden a grandes empresas e industrias con un consumo considerable es complicado según en qué tipo de empresa concentrar el consumo en esos periodos más económicos. Por ejemplo, una industria del congelado o empresas que tienen un turno de 24h tendrán que consumir en todos los periodos por igual independientemente de los resultados económicos que se obtengan con ello. Obtendrán un elevado beneficio aquellas industrias que en la Península realicen la mayor parte de su

consumo en las horas de madrugada o los fines de semana, siendo esto de elevada complejidad teniendo en cuenta los turnos y los horarios de sus empleados.

En la siguiente figura [27] podemos observar qué características reúne cada una de las tarifas aquí mencionadas y qué importancia tienen a fecha de junio 2016 en el global del sistema eléctrico.

Se observa la gran importancia, por el número de consumidores y por la cantidad de energía consumida, de los consumidores de baja tensión. Es decir, en la mayoría de los casos hogares y pequeñas y medianas empresas.

Las tarifas de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW suponen más del 94% del total de los consumidores de energía eléctrica de nuestro sistema.

Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso

Peaje	Número de consumidores (Número)		Energía Consumida (GWh)		Tamaño medio (MWh/cliente)	
	2015	mar 2015- feb 2016	2015	mar 2015- feb 2016	2015	mar 2015- feb 2016
BT (< 1 kV)	27.657.904	27.619.521	106.284	105.291	3,84	3,81
Pc ≤ 10 kW	26.123.971	26.091.560	64.067	63.283	2,45	2,43
2.0 A	24.651.313	24.554.710	56.158	55.297	2,28	2,25
2.0 DHA	1.469.439	1.533.523	7.880	7.957	5,36	5,19
2.0 DHS	3.220	3.327	29	30	8,98	8,87
Pc > 10 kW	1.533.933	1.527.961	42.217	42.008	27,52	27,49
2.1 A	663.621	659.082	5.653	5.589	8,52	8,48
2.1 DHA	160.747	159.944	2.798	2.763	17,41	17,27
2.1 DHS	570	582	8	8	14,27	14,13
3.0	708.995	708.353	33.758	33.648	47,61	47,50
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	104.614	104.631	71.884	72.184	687	690
3.1.A	84.746	84.752	15.483	15.502	183	183
6.1	19.868	19.879	56.401	56.682	2.839	2.851
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1.608	1.607	17.414	17.570	10.828	10.933
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	426	426	10.467	10.461	24.555	24.571
AT 4 (≥ 145 kV)	592	594	24.215	24.117	40.874	40.578
Total	27.765.145	27.726.779	230.263	229.623	8,29	8,28

Figura 15. Estructura del consumo nacional por tarifa de acceso. Fuente: [27]

3.4. Componentes de la facturación de las tarifas de acceso [16]

Además de los términos de energía y potencia comentados hasta ahora como componentes de las tarifas de acceso existe también otro término de facturación por energía reactiva en el caso en que se aplique.

En un inicio la facturación se basa en los dos conceptos nombrados anteriormente, pero con [16] se puede aplicar la energía reactiva y la facturación por excesos de potencia en los casos que cumplan determinadas condiciones.

La suma de estos términos será la que constituya el total del pago de los peajes de acceso por parte de los clientes.

3.4.1. Término de potencia

Tal y como se ha comentado anteriormente, para cada uno de los periodos tarifarios (en función del tipo de tarifa que tengamos podrán ser uno, tres o seis periodos) se podrá contratar una potencia que se utilizará durante todo el año.

El cambio de esta potencia contratada con la distribuidora lleva asociados determinados costes en función de la cantidad de kW, por lo tanto, se ha de concretar una potencia que se adapte a las necesidades a lo largo del año teniendo en cuenta los hábitos de consumo, de manera que sea la óptima para cubrir las necesidades y evitar incurrir en elevados excesos de potencia que se transformarán en elevados costes en la factura eléctrica.

Según [16] se tiene lo siguiente:

$$FP = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} P_{fi}$$

Donde:

t_{pi} = precio anual del término de potencia del periodo tarifario i .

P_{fi} = potencia a facturar en el periodo tarifario i , expresada en kW.

Esta facturación se realizará mensualmente con la doceava parte del resultado de aplicar la fórmula de FP.

El término del precio anual t_{pi} viene determinado según las publicaciones periódicas realizadas por el Ministerio mediante los BOEs con los cuales se revisan y regulan estas tarifas.

En cambio, la potencia a facturar se realizará en función de las potencias contratadas en cada periodo tarifario y , en su caso, dependiendo de cada tarifa, las potencias realmente demandadas en el mismo durante el periodo de facturación considerado [16].

3.4.1.1 Determinación de la potencia a facturar (P_{fi})

Tarifa de baja tensión (excepto 3.0A)

Para estas tarifas el control de la potencia demandada se realiza mediante la instalación junto al contador del Interruptor de Control de Potencia (ICP). Este Interruptor tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada realiza un corte en el suministro eléctrico cuando la

potencia contratada se supera. De esta manera, si se sobrepasa la potencia contratada, este interruptor “salta”, se debe dejar de hacer ese elevado consumo y posteriormente rearmarlo para que la instalación pueda funcionar con normalidad.

En el caso de las tarifas con discriminación horaria el control mediante ICP se realizará para la potencia contratada en el periodo diurno (punta-llano).

Con los objetivos hacia la Red Inteligente para la consecución de los hitos marcados en el sector energético por la Unión Europea para 2020¹⁵, se regula en España mediante [26] la Orden Ministerial que redacta: “Todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.”

Esto supone que antes de la fecha fijada las distribuidoras deberán cumplir el cambio de contador en todos sus clientes de baja tensión, de manera gratuita para así poder integrar su información al instante y poder dotar al sistema de una mayor integración y seguridad.

Esto también ha aportado una ventaja competitiva a los consumidores ya que la mayoría de distribuidoras muestran a través de sus páginas web, para usuarios con los nuevos contadores instalados, un panel de usuario con acceso a una plataforma digital mediante la cual se puede consultar los historiales de consumo. Este hecho puede favorecer la contratación de la potencia óptima y también la posibilidad de controlar nuestros hábitos de consumo para poder así consumir de una manera más eficiente.

Finalmente, la potencia a facturar para las tarifas de baja tensión en cada periodo tarifario será la potencia contratada en cada uno de ellos.

Tarifas 3.XA

Para este tipo de tarifas de tres periodos el control de la potencia demanda se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto horaria máxima demanda en cada periodo tarifario, punta, llano o valle [16], a través de un dispositivo llamado maxímetro.

Así pues, estas tarifas, a diferencia de las de baja tensión, no incluyen un dispositivo que impide que se consuma más potencia de la contratada, al igual que el ICP que realiza un bloqueo en la instalación. Estos suministros pueden permitir efectivamente que el usuario consuma una potencia superior a la contratada y realizará un registro cuarto horario con sus datos para proceder a su facturación de la forma que sigue.

¹⁵ Estos tres objetivos son: reducción del 20% de las emisiones, generación de un 20% de energía renovable y mejora de un 20% de la eficiencia energética.

Para determinar cuál es la potencia a facturar para este tipo de tarifas se ha de tener en cuenta dos variables distintas. Por un lado, la potencia contratada para cada uno de los periodos por el usuario y, por otro lado, la potencia registrada por el maxímetro en cada uno de los periodos tarifarios.

Teniendo en cuenta estas dos variables se pueden dar las 3 opciones siguientes [16]:

- a) Si la potencia máxima demandada (para cada P^{16}) se encuentra entre el 85%-100% de la potencia contratada, entonces se facturará la potencia máxima registrada.
- b) Si la potencia máxima demandada (para cada P) es superior al 105% de la potencia contratada, entonces la potencia a facturar será igual al valor registrado por el maxímetro más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.
- c) Si la potencia máxima demandada (para cada P) es inferior al 85% de la potencia contratada, entonces la potencia a facturar será igual al 85% de la potencia contratada.

Para la tarifa 3.1A [16] las potencias contratadas en los periodos de facturación deben ser tales que la potencia contratada en un periodo (P_{n+1}) siempre debe ser mayor o igual que la potencia contratada en el periodo tarifario anterior (P_n).

Es decir, se ha de cumplir que las potencias contratadas sean $P_1 \leq P_2 \leq P_3$ en el caso de tener contratada una tarifa 3.1A.

Siendo P_c : Potencia contratada para cada P , P_d : Potencia registrada/demandada por el usuario para cada P , P_{fi} : Potencia a facturar, se muestra el siguiente esquema aclaratorio.

¹⁶ P: Periodo de facturación

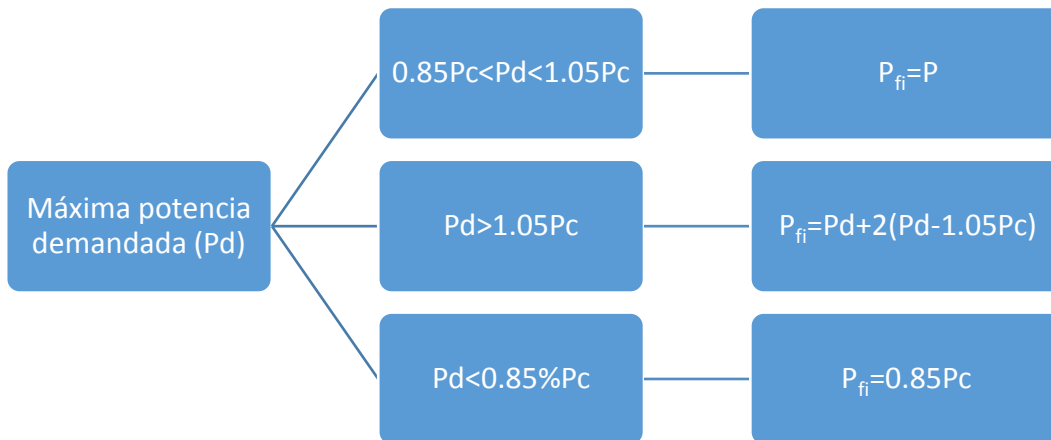


Figura 16. Esquema facturación de potencia tarifa 3.X. Fuente: elaboración propia.

Tarifas 6.X

En este tipo de tarifas, el control de la potencia se realiza por medio de las mediciones cuarto horarias de los equipos de medida. A diferencia de la tarifa 3.X en la cual el máxímetro registra únicamente el valor cuarto horario máximo en cada P para todo el periodo de facturación, en este caso se realiza un registro continuo con la potencia máxima demandada en cada uno de los periodos cuarto horarios del periodo de facturación.

En las tarifas tipo 6.X la potencia a facturar en cada periodo será la potencia contratada para cada uno de ellos [16].

En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier periodo horario la potencia contratada, entonces se procederá a la facturación de todos los excesos registrados en ese periodo.

Por ejemplo, si para P1 se tiene contratada una potencia de 500 kW y no se sobrepasa ese valor en ningún momento correspondiente al P1, entonces no se tendrá penalización por excesos de potencia y la potencia a facturar será la potencia contratada.

Ahora bien, en el caso de que en algún periodo cuarto horario del P1 se haya sobrepasado la demanda de potencia por encima de 500 kW, entonces se procederá a la facturación de los excesos de potencia. Además de pagar la correspondiente potencia facturada, se penalizará el exceso de todas las veces que se haya excedido el consumo.

Este patrón se repite para cada uno de los seis periodos tarifarios.

La facturación de cada uno de los excesos registrados en cada periodo se realizará conforma a la siguiente fórmula [16]:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 234 \times A_{ei}$$

Dónde:

K_i = coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del periodo tarifario i:

Tabla 19. Valores para el coeficiente K_i según el periodo tarifario. Fuente: [16]

Periodo	1	2	3	4	5	6
K_i	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

A_{ei} = se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\sqrt{\sum_{j=l}^{j=n} (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

Dónde:

P_{dj} = potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del periodo i en que se haya sobrepasado la potencia contratada. Esta potencia se expresará en kW.

P_{ci} = potencia contratada en el periodo i en el periodo temporal considerado. Esta potencia se expresará en kW.

El término calculado para F_{EP} según [16] expresa la cantidad de la penalización en pesetas. Es decir, el valor del valor multiplicador 234 que aparece en la fórmula está expresado en pesetas/kW. Por lo tanto, se ha de tener en cuenta que el valor a aplicar en euros es de 1.4064 €/kW, de manera que la formula quedaría como sigue, ahora sí expresando la penalización en euros:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 1.4064 \times A_{ei}$$

Al igual que se ha comentado acerca del caso de la tarifa 3.1A, para las tarifas 6.X también existe una limitación respecto a la contratación de las potencias para cada uno de los periodos. Al igual que en el caso anterior se ha de cumplir [16] que las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo tarifario anterior (P_n).

Así pues, se deberá cumplir: $P_1 \leq P_2 \leq P_3 \leq P_4 \leq P_5 \leq P_6$.

3.4.2. Término de energía activa

El término de facturación de energía activa [16] será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por el contador en cada periodo tarifario por el precio establecido mediante los sucesivos BOEs para el término de energía correspondiente.

$$FE = \sum_{i=l}^{i=n} E_i t_{ei}$$

Dónde:

E_i = energía consumida en el periodo tarifario i , expresada en kWh.

t_{ei} = precio del término de energía del periodo tarifario i .

Habitualmente esta facturación se realizará de manera mensual, excepto en el caso de las tarifas 2.X en las cuales la facturación podrá ser bimensual [16]. Este hecho está cambiando actualmente debido a la instalación de los nuevos contadores digitales.

El hecho de que el técnico no tenga que desplazarse hasta el propio contador para tomar la lectura que todo esto se realice de manera automática permite que las distribuidoras emitan las facturas correspondientes a todas las tarifas en plazos mensuales en lugar de bimensuales.

3.4.3. Término de energía reactiva

La aplicación de la facturación del término de energía reactiva es de aplicación a cualquier tarifa. Antes de la instalación de los nuevos contadores digitales la mayoría de suministros en baja tensión simple 2.X no tenían las características necesarias para medir la energía reactiva, pero debido a su implantación esta ya puede ser medida y facturada.

Este término en el caso de las tarifas 2.X será facturado cuando su valor sea superior al 50% de la energía activa facturada en ese mismo periodo.

En el caso de las tarifas 3.X y 6.X esta penalización se aplicará para todos los periodos, exceptuando el periodo 3 en las tarifas 3.X y el periodo 6 en las tarifas 6.X, siempre que el consumo de energía activa exceda el 33% del consumo de energía activa durante el periodo de facturación considerado ($\cos\phi < 0.95$) y únicamente afectará a dichos excesos.

3.5. Evolución de los términos de potencia y energía

Desde su aparición, la evolución de los términos de potencia y energía ha evolucionado con el tiempo. Se ha observado cómo han aparecido nuevas tarifas para subdividir de una manera más eficiente los escalones de potencia y tensión, y cómo estos precios determinados mediante BOEs han aumentado o disminuido según la necesidad en cada momento.

En el **Anexo III** se muestra la evolución de estos peajes desde el año 2008 hasta la actualidad. A continuación se realizará un análisis de su evolución y de sus costes asociados.

Los datos presentados en el Anexo III sirven de base para la comparación de las tarifas y cómo ha evolucionado y cambiado en referencia a los acontecimientos sociales y políticos asociados a la tarifa eléctrica.

3.5.1. Evolución de los precios

En primer lugar, se va a mostrar el análisis comparativo de la evolución de los precios tanto para el término de energía como para el término de potencia que conforman los peajes tal y como los conocemos actualmente tomando como base los cuadros de precios presentados en el Anexo III.

Tarifa 6.1

Tabla 20. Evolución temporal del precio del término de energía_6.1. Fuente: Elaboración propia.

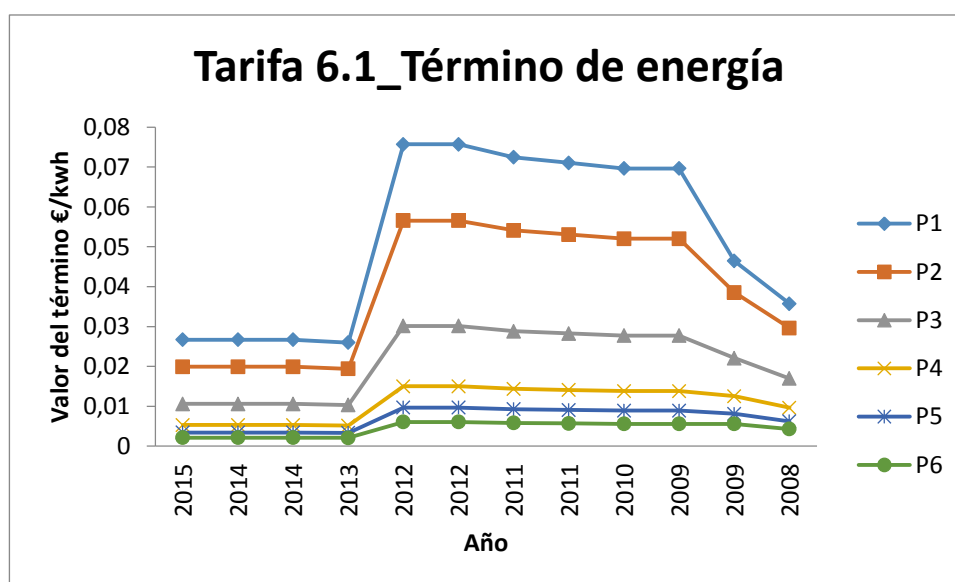
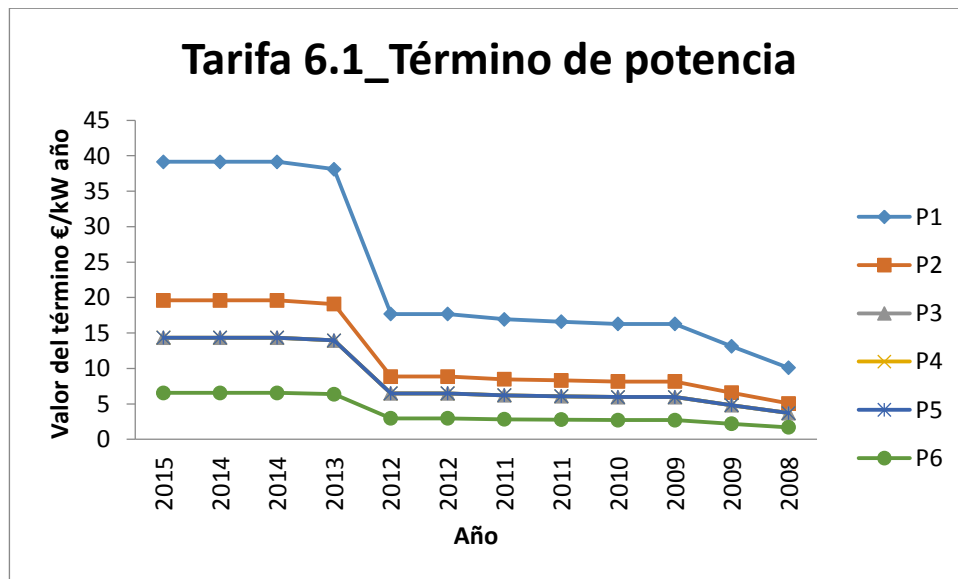


Tabla 21. Evolución temporal del precio del término de potencia_6.1. Fuente: Elaboración propia.



Tarifa 3.1

Tabla 22. Evolución temporal del precio del término de energía_3.1. Fuente: Elaboración propia.

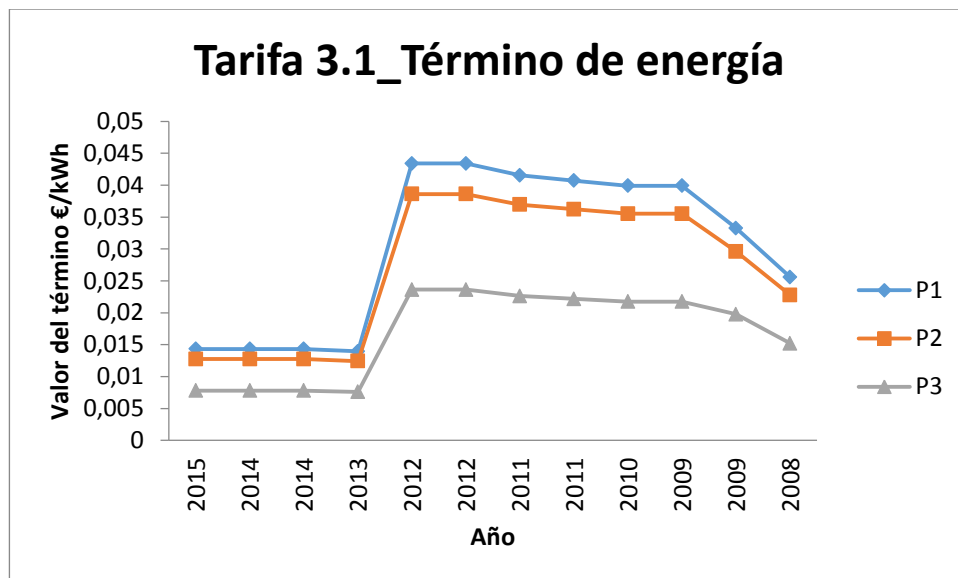
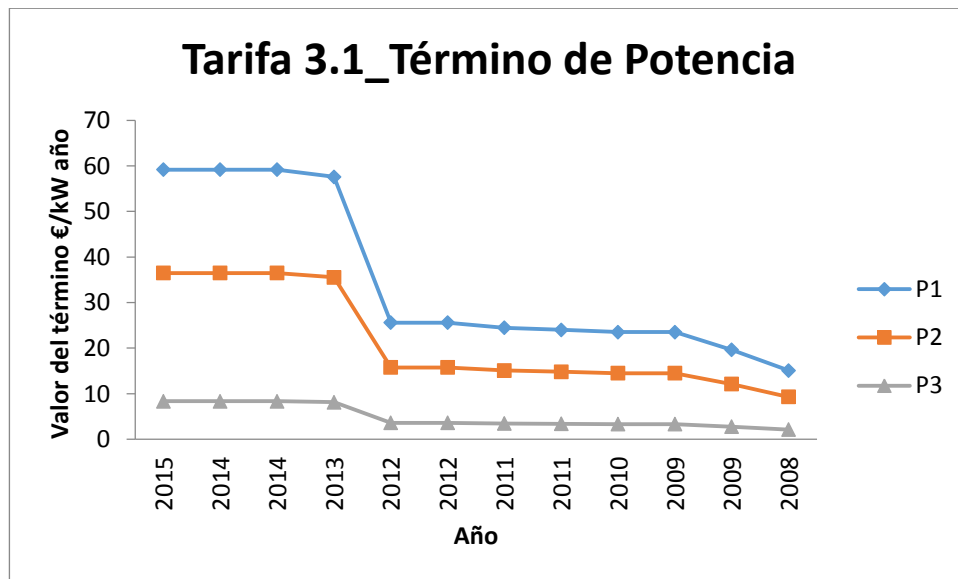
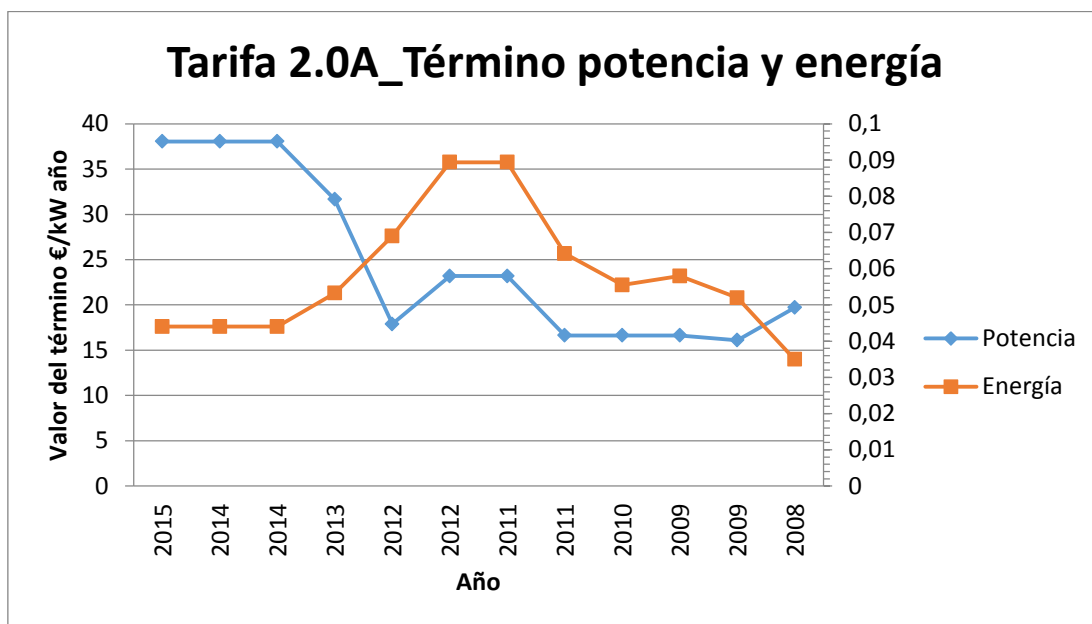


Tabla 23. Evolución temporal del precio del término de potencia_3.1. Fuente: Elaboración propia.



Tarifa 2.0A

Tabla 24. Evolución temporal del precio del término de potencia y energía_2.0A Fuente: Elaboración propia.



Para destacar las variaciones deseadas se ha tomado como muestra representativa las tarifas 6.1, 3.1 y 2.0 pero como se puede observar en todas el efecto visual es el mismo.

Para las gráficas comparativas se observa que el mayor escalón se produce entre el año 2012 en los peajes aprobados en la IET/843/2012 del 25 de abril y el año 2013 con IET/1491/2013, 1 de agosto.

De este escalón cabe destacar que se produce en los tres casos una disminución en el término de energía conforme avanzan los años, pero en cambio, se produce una subida muy pronunciada para el término de potencia.

A continuación se realiza un análisis detallado de qué grado de variación se produce entre las dos órdenes ministeriales, cómo afecta esto al precio final de los términos de potencia y energía y en qué medida afecta a la factura de la luz de los consumidores finales.

En la siguiente tabla, en la cual se representa el término de energía para la tarifa 6.1 en €/kW año, se puede calcular que la **disminución resulta en este caso del 65.69%**.

Tabla 25. Detalle variación término de energía tarifa 6.1. Fuente: Elaboración propia.

2013	0,025967	0,019393	0,010334	0,005143	0,003321	0,00208
2012	0,075697	0,056532	0,030124	0,014992	0,009682	0,006062

Se ve en cambio, analizando los precios del término de potencia para la tarifa 6.1, que el **aumento** producido entre las dos órdenes ministeriales llega al **115%**.

Tabla 26. Detalle variación término de potencia tarifa 6.1. Fuente: Elaboración propia.

2013	38,102134	19,067559	13,954286	13,954286	13,954286	6,366846
2012	17,683102	8,849205	6,476148	6,476148	6,476148	2,954837

Para el término de energía en el caso de la tarifa 3.1, se produce una **disminución del 67.8%**.

Tabla 27. Detalle variación término de energía tarifa 3.1. Fuente: Elaboración propia.

2013	0,013955	0,012416	0,007598
2012	0,043392	0,038608	0,023627

Y para el término de potencia de esta misma tarifa se produce un **aumento del 125%** siendo incluso superior al presentado en la tarifa 6.1.

Tabla 28. Detalle variación término de potencia tarifa 3.1. Fuente: Elaboración propia.

2013	57,605223	35,523594	8,145965
2012	25,588674	15,779848	3,618499

Analizando las figuras que incluyen las gráficas de la evolución de los precios, se observa que en el año 2013 se produce de nuevo una subida de los precios, aunque no tan remarcable.

Es interesante en este punto recordar el hecho mencionado en el apartado 2.2.5. de este trabajo, en el cual se indica que, desde la aparición del Déficit de Tarifa, el 2014 es el primer año en el que en el Sistema Eléctrico Español se obtiene un superávit después de numerosos años con resultado deficitario para el sistema.

A priori y teniendo en cuenta la definición del Déficit de Tarifa cabe esperar que estos dos hechos estén relacionados. En el siguiente apartado en el cual se analizará la composición final de los precios de los peajes se analizará este hecho.

3.5.2. Repercusión en consumidores finales

Como ya se ha explicado en apartados anteriores de este trabajo, el término de energía está completamente ligado al consumo del cliente. Es decir, se establece un precio fijo por cada kWh que se consume en la instalación, lo cual viene reflejado en la factura eléctrica y sirve para la recaudación de los peajes de acceso.

En cambio, también se ha detallado que el término de potencia va asociado a la potencia contratada y, por tanto, es un término fijo en la factura a no ser que se cambie la potencia contratada.

Por ejemplo, en una segunda vivienda sin apenas consumo exceptuando los meses de verano, la factura habitual estará compuesta por un término de potencia establecido, ya que tiene contratada determinada potencia para poder utilizar los aparatos eléctricos que necesita, y un bajo o nulo término de energía, ya que si no hay consumo, no tiene por qué haber pago.

Será distinta, en cambio, en verano, meses en los cuales pagará su habitual cuota por la potencia ya que seguirá teniendo un valor de potencia contratada, pero además el cliente deberá pagar el precio correspondiente a la energía asociada al consumo que genere en el hogar en los meses que lo habite (lavadora, nevera, etc.).

Esto es extensible al resto de tarifas, por ejemplo, en las que afectan al ámbito industrial que abarcan gran cantidad de electricidad de la generada en España.

Como ya se ha explicado, las potencias contratadas deben seguir ciertos patrones en las tarifas de alta tensión¹⁷ que pueden obligar al usuario a contratar potencias elevadas en periodos que realmente no necesitan.

¹⁷ Para las tarifas de alta tensión se define en [16] que la potencia contratada en un periodo tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo tarifario anterior (P_n).

Es decir, un cliente de la tarifa 6.1 puede tener una necesidad baja de potencia en el periodo 6 ya que no trabaja en fines de semana ni de madrugada, pero en cambio, puede tener una alta necesidad en el periodo 1. Teniendo en cuenta las obligaciones en la contratación el cliente deberá igualmente contratar una elevada potencia para el último periodo que al menos iguale o supere la necesaria en el periodo 1.

¿Cómo afecta entonces a estos consumidores el aumento del término de potencia?

Tanto en el ejemplo doméstico como en el industrial, es evidente que el aumento del precio en el término de potencia genera una elevación de los costes fijos que se repercuten al cliente final.

Es decir, antes del cambio el cliente pagaba más por cada kWh que consumía, pero no tanto por la potencia que tenía contratada, es decir, el propio consumidor podía regular su precio de factura, sabiendo que cuanto más consumiese, más pagaría en su factura de la luz.

Con la subida en el término de potencia la situación cambia. El consumidor sólo puede, ante esta subida, ajustar al máximo su potencia contratada. Por el simple hecho de tener una potencia contratada en la segunda vivienda del ejemplo anterior el consumidor verá aumentada su factura de manera considerable, o para el ejemplo de la industria, se penalizará en exceso la necesidad de contratar para el periodo 6 una potencia superior a la realmente necesaria.

El hecho de que la única herramienta por parte de los consumidores para poder enfrentar esta subida sea el ajuste de la potencia contratada, unido al gran desconocimiento por parte de la mayoría de consumidores [27] de cuál es su potencia contratada, o incluso, cuál es su comercializadora de energía llevan inequívocamente a un aumento de la recaudación por el cobro de los peajes de acceso por parte del Estado.

4. ESCANDALLO DE COSTES INCLUIDOS EN LA TARIFA DE ACCESO

Tal y como se presenta en el apartado 3.1.2 de este trabajo, los costes que incluirán las tarifas de acceso inicialmente y según [16] son los siguientes:

1. Costes de transporte de energía eléctrica.
2. Costes de distribución de energía eléctrica.
3. Costes de gestión comercial a clientes a tarifa.
4. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:
 - 4.1. Moratoria Nuclear
 - 4.2. “Stock” básico del uranio
 - 4.3. Segunda parte del ciclo de combustible nuclear
 - 4.4. Compensación a los distribuidores en concepto de interrumpibilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados conectados a sus redes.
 - 4.5. Sobrecostes del régimen especial
5. Costes permanentes:
 - 5.1. Compensación de extrapeninsulares
 - 5.2. Operador del sistema
 - 5.3. Operador del mercado
 - 5.4. Comisión Nacional de Energía
 - 5.5. Costes de transición a la competencia

Las tarifas de acceso incluirán además costes de transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados de gestión de restricciones establecidos en la normativa vigente.

Como ya se comenta en el mencionado apartado estos costes han sufrido modificaciones con el paso de los años, destacando, por ejemplo, la ya comentada supresión de los Costes de Transición a la Competencia en el año 2006, los costes de aprovisionamiento del uranio o la nueva financiación del Operador del Mercado.

Coste del servicio de interrumpibilidad

Cabe destacar también la extracción del coste del servicio de interrumpibilidad a partir del 1 de enero de 2015 [28] de la composición de los peajes de acceso para comenzar a formar parte de los costes regulados del Estado.

Todo ello sin realizar una reducción en los peajes, hecho que de nuevo supuso un aumento en la recaudación por parte del ministerio con los peajes de la tarifa. Este hecho suscitó una gran alarma en el sector, en el cual tanto la prensa como pequeñas empresas denunciaron a través de sus webs su disconformidad ante tal cambio.

El Servicio de interrumpibilidad está formado por grandes empresas de la industria española que se ofrecen a reducir su consumo de energía en momentos puntuales, en los cuales el sistema tiene una elevada demanda o una bajada fuerte de producción, para que así se pueda garantizar que el resto de consumidores puedan recibir la electricidad que necesitan.

Teniendo en cuenta que ésta disponibilidad podría ocasionar que una gran industria tuviese que reducir o para momentáneamente su proceso productivo, con los costes asociados que ello implicaría, existe una retribución determinada para justificar esta labor.

En un instante inicial este servicio sólo podía ser ofrecido por determinados consumidores mediante un precio pero se produjo una modificación, para fomentar la competitividad en este aspecto e intentar reducir sus costes, que provocó que actualmente este servicio se gestione mediante un sistema de subastas que gestiona Red Eléctrica de España mediante la cual las empresas ofrecen periodos de potencia interrumpible.

Existe una gran desconfianza por parte de una rama de técnicos y pequeñas empresas del sector que denominan este servicio como una “subvención encubierta”.

Se expone que este servicio se trata simplemente de una subvención a grandes grupos industriales para evitar dañar su competitividad y su posible deslocalización con la continua subida del precio de la factura de la eléctrica.

Cabe destacar en cualquier caso que hasta la actualidad este servicio no ha sido necesario desde 2009 ya que existen numerosos mecanismos en el sistema para resolver los desequilibrios de generación y demanda de manera instantánea.

El coste de este servicio se ha encontrado alrededor de los 500 millones de euros anualmente, coste elevado teniendo en cuenta su escasa utilidad hasta la actualidad.

Esta situación no ha mejorado con el comienzo de las subastas ya que finalmente el precio en el año 2015 estuvo de nuevo en 507 millones de euros, tal vez por presiones de los grupos susceptibles de percibir el pago de este servicio.

En el año actual, 2016, estas subastas se han cerrado con la adjudicación de 442 lotes a 132 empresas participantes, que son todas las que han pujado. Con esta subasta se han cerrado 2.880 MW para cubrir el hipotético de que se necesitase este servicio.

El resultado final de esta subasta arroja un gasto total de 502 millones de euros, reduciendo ligeramente el gasto producido en el año 2015.

Este es uno de los claros ejemplos en los cuales se aprecia la escasa transparencia del sistema eléctrico español, en el cual no se justifica la necesidad de inversión de 500 millones de euros al año en un servicio que escasos expertos denominan como necesario.

Este hecho, mezclado con las presiones empresariales y las decisiones políticas sobre el precio final al consumidor fomentan que un sector clave en la economía de un país como lo es el sector eléctrico actualmente, genere una elevada desconfianza entre los usuarios.

4.1. Escandallo de costes de acceso (2015)

Con todas las variaciones producidas a lo largo de los años y los diferentes términos que han entrado y salido de los costes de acceso, se presenta en la tabla siguiente de manera resumida los componentes actuales de los costes de acceso que a continuación pasan a analizarse.

Tabla 29. Escandallo de costes de acceso. Año 2015. Fuente: [29]

	Miles de €		Liq 14/2015 vs previsto	
	Previsto (4)	Liq 14/2015	Miles de €	%
Transporte	1.712.124	1.712.124		
Distribución	4.984.764	4.982.403	-2.361	0%
Gestión Comercial	56.700	56.700		
Sistema de interrumpibilidad SNP (2)		8.424	8.424	
Diversificación y seguridad del abastecimiento	35.898	31.056	-4.842	-13%
Prima del Régimen Especial	7.100.000	6.675.374	-424.626	-6%
Costes Permanentes	907.831	905.481	-2.350	0%
Déficit de Años anteriores	2.927.649	2.888.746	-38.903	-1%
Otros conceptos de costes (3)	81.423	14.185	-67.238	-83%
Total	17.806.389	17.274.493	-531.896	-3%

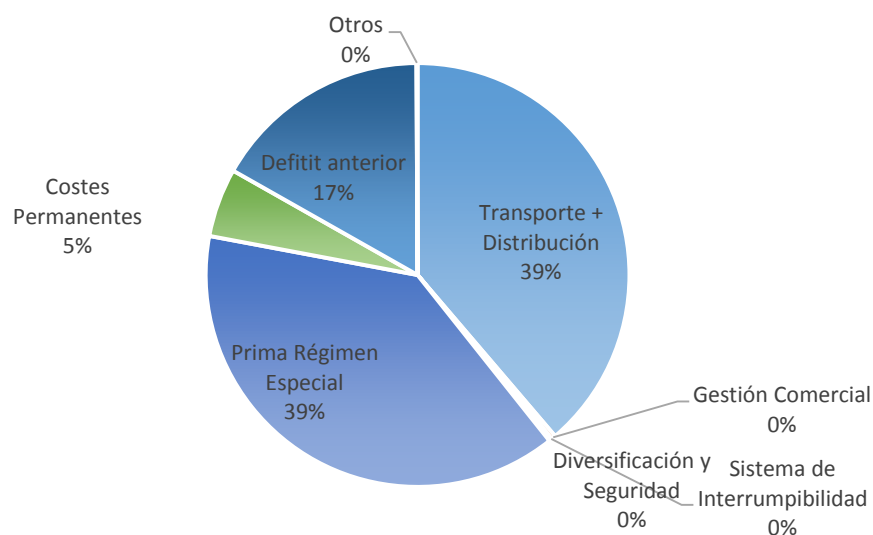


Figura 17. Escandallo de costes del sistema en %. Fuente: [29]

En esta tabla se muestra el escandallo de costes para el año 2010, estimado en 17.806.389 miles de euros. Se puede observar que sólo 6.696.888 miles de euros, que representan el 37% del total de la tarifa corresponden realmente a sufragar los costes asociados al transporte y la distribución, función para la cual realmente fueron concebidos dichos peajes.

Destaca notablemente, por otro lado, que 7.100.000 miles de euros vayan destinados a la Prima del Régimen Especial, cuyo porcentaje asciende a prácticamente el 40% de los costes. Esto denota cómo ha ido evolucionando la concepción de los costes de acceso desde su formación hasta la actualidad.

En la siguiente Figura se presentan los costes previstos del sistema para los años 2015 y 2016 y se realiza una comparación sobre estos. Además, se puede ver de manera más detallada que en la Figura anterior la composición de cada uno de los términos que van a ser explicados a continuación.

Algunos de los términos que aparecen en la Figura corresponden a costes regulados y otro de ellos están incluidos dentro de la tarifa, el cuál es el caso que ocupa este trabajo.

5.1- Costes previstos del sistema

	Miles de €		Año 2016 vs Año 2015	
	Año 2015 (1)	Año 2016 (2)	Miles de €	Tasa de variación
Costes de Transporte	1.712.124	1.764.429	52.305	3,1%
<i>Retribución al transporte</i>	1.690.555	1.742.980	52.425	3,1%
<i>Incentivo disponibilidad</i>	21.569	21.449	-120	-0,6%
Costes de Distribución	4.984.764	5.023.799	39.035	0,8%
<i>Retribución a la distribución</i>	4.602.464	4.605.559	3.095	0,1%
<i>Distribuidores D.T. 11*</i>	329.340	329.689	349	0,1%
<i>Calidad de servicio</i>	89.048	88.551	-497	-0,6%
<i>Incentivo o penalización de reducción de pérdidas</i>	-36.088		36.088	
Costes de Gestión Comercial	56.700	56.700		
Sistema de interrumpibilidad de los sistemas no peninsulares		8.300	8.300	
Diversificación y Seguridad del Abastecimiento	35.898	140	-35.758	-99,6%
<i>Moratoria Nuclear</i>	35.760		-35.760	
<i>2º parte del ciclo de combustible nuclear</i>	138	140	2	1,6%
Retribución Especifica RECORE	7.100.000	6.726.000	-374.000	-5,3%
Costes Permanentes	907.831	761.598	-146.233	-16,1%
<i>Retribución específica Sistemas No Peninsulares</i>	887.170	740.632	-146.538	-16,5%
<i>Tasa CNMC</i>	20.661	20.966	305	1,5%
Anualidades déficit de años anteriores	2.927.649	2.871.904	-55.745	-1,9%
<i>Titulizados antes RDL 6/2010</i>	379.529	378.106	-1.423	-0,4%
<i>Fondo de titulización</i>	2.270.360	2.216.037	-54.323	-2,4%
<i>Déficit pendiente de titularizar</i>	277.761	277.761		

Figura 18. Costes previstos del sistema 2016. Fuente: [29]

4.1.1. Costes de transporte

La Ley del Sector Eléctrico publicada en 1997 define en su artículo 9: “El transportista, es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte”.

Se publica el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica hasta el año 2008 en el que se publica el [34] que plantea una nueva retribución.

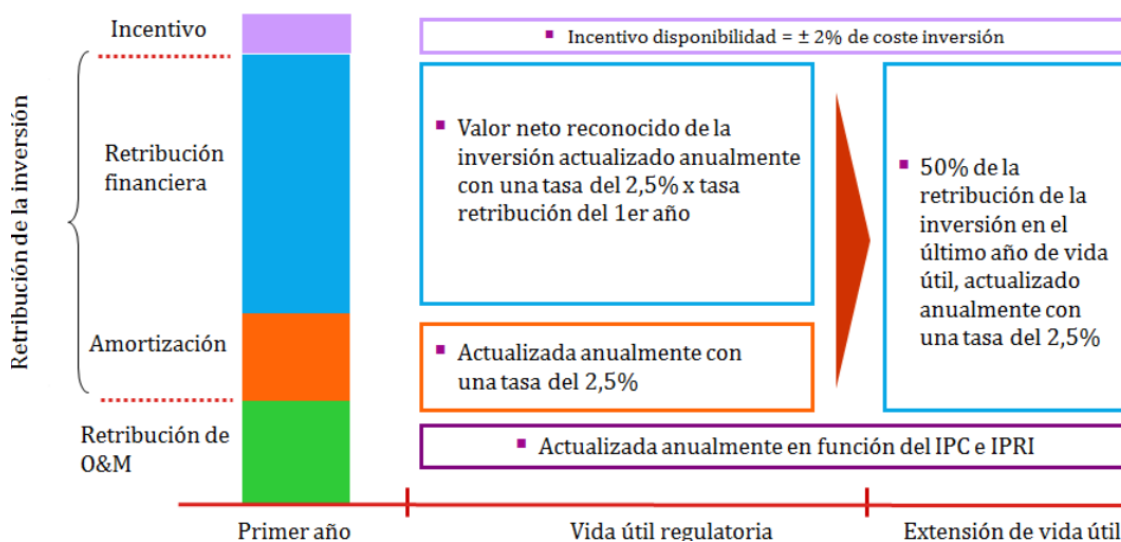


Figura 19. Retribución de la inversión de transporte. Fuente: [30]

Con este RD se establece que el cálculo de la retribución de actividad de transporte se realizará de manera anual estableciendo los términos reflejados en la figura superior.

El régimen retributivo se establece en función del valor actualizado neto de la inversión, a diferencia del método anterior mediante el cual se fijaba mediante los costes de un año de referencia.

Además, se implanta un incentivo para la extensión de la vida útil, de manera que una vez finalizada esta, se sigue percibiendo el coste de operación y mantenimiento y además, un coste por extensión de vida útil.

Como cabe esperar, REE es quien recibe la mayor parte de esta retribución, alrededor de un 90% del total, ya que otras empresas como Unión Fenosa, Hidrocantábrico o Endesa también son poseedores de redes de transporte que traspasaran a REE.

Como conclusión, para la remuneración para la actividad de transporte se aplican dos términos retributivos distintos, según la fecha de puesta en servicio del transporte los cuales, tal y como se ve en la Figura de composición de los costes, son: la retribución al transporte y el incentivo por disponibilidad.

4.1.2. Costes de distribución

Tal y como se ha comentado previamente, la Red de distribución eléctrica se encarga de suministrar la energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Los costes de distribución vienen regulados, al igual que los de transporte, en el RD 2819/1998, de 23 de diciembre. Esto fue así hasta el año 2008 que se plantea una nueva forma de retribución a esta actividad.

El decreto de 1998 contenía numerosas ineficiencias, ya que, por ejemplo, el incremento anual de la retribución se establecía de manera global para todo el conjunto de empresas sin tener en cuenta las condiciones específicas de cada zona geográfica.

Además, otro hecho importante es que dicha normativa no tenía en cuenta incentivos orientados a la mejora de la calidad o a la reducción de pérdidas, por tanto, no existía mecanismo alguno en el mercado que moviese a las empresas a mejorar la calidad de sus servicios y alcanzar los objetivos globales a favor del consumidor.

Existían unos límites establecidos para dotar de la calidad suficiente al servicio, pero en esta situación, las distribuidoras sólo actuaban a través de la presión de los medios de comunicación en referencia al tema, o cuando el regulador amenazaba con multas por estos incidentes.

Queda claro que no es una manera efectiva de abordar el problema del correcto desarrollo y expansión de la red [35], es por ello, que durante los años 2004-2008 se incorporan a la tarifa de acceso costes para incentivar la calidad del suministro. Este sistema tampoco resulta viable a priori ya que los incentivos estaban basados en partidas económicas, ya que las empresas invertían menos dinero en las zonas con calidad deficiente para poder acogerse a estos planes de calidad financiados, de nuevo, por la tarifa eléctrica.

Por tanto, y para dotar al sistema de las condiciones adecuadas para la correcta calidad y servicio a los consumidores, se publica en 2008 [34] una nueva manera de retribuir la actividad pero esta vez con una retribución diferente para cada empresa y con incentivos reales para la mejora de la calidad del suministro eléctrico.

Este Real Decreto, de manera breve y resumida, establece un año de referencia para el cual se calcula la retribución de la inversión y el coste de operación y mantenimiento de cada distribuidora.

En base a este año de referencia, se obtiene la retribución anual de cada empresa distribuidora actualizando la retribución de referencia. Esta actualización se realiza en base a la suma de los siguientes términos:

- Término que actualiza en función del IPC y el factor de eficiencia que publica el Gobierno.
- Término que retribuye costes asociados al incremento de la actividad de distribución.
- Incentivo o penalización asociado a la calidad del servicio de la empresa distribuidora, y además, en base al cumplimiento de los objetivos establecidos en los índices de calidad del servicio.

- Incentivo asociado a la reducción de pérdidas en base a la remuneración del año anterior.

Es importante destacar que los incentivos asociados a la calidad del servicio y a la reducción de las pérdidas tienen un máximo fijado por el regulador, estando en un 3% para la calidad del servicio y un 1% para la reducción de pérdidas.

Tal y como se muestra en la figura, el escandallo de costes correspondiente al año 2015 la retribución de la distribución ascendió a 4.982.403 miles de euros.

La red eléctrica española se enfrenta a grandes retos debido a su papel estratégico en la descarbonización de la sociedad. [36] Es precisa una intensa transformación de nuestro modelo energético a través de planes efectivos y que sean capaces de dotar al sistema de la flexibilidad y capacidad para asumir los fuertes cambios a los que nos enfrentamos.

Habrà que dotar de una mayor inteligencia a las redes para permitir la integración de las renovables como fuente primaria, y además, el consumidor tendrá poco a poco un papel más activo en las redes tanto generando su propia energía como gestionando su propia demanda. [36]

Por otro lado, será necesario invertir en elementos que permitan una mayor electrificación del sistema, principalmente el ámbito residencial y de servicios, como la recarga del vehículo eléctrico o la electrificación del ferrocarril entre otros. [36]

Para todo ello es preciso realizar inversiones y garantizar que estas se retribuyen de acuerdo a los riesgos tecnológicos y operativos asociados.

En contra al avance necesario en este ámbito, el modelo retributivo se centra en la minimización de costes e inversiones, es decir, no favorece en absoluto la innovación en el sistema y el distribuidor no dispone de la flexibilidad necesaria para combinar costes y así promover inversiones que nos acerquen más a los objetivos de descarbonización que se han comentado previamente.

Como conclusión, el nuevo modelo retributivo mejora el anterior, pero podría complementarse con incentivos para la inversión y la innovación que necesita nuestro sistema en la dirección común según las directrices marcadas por la Unión Europea hacia la descarbonización del sistema.

Estos costes, tal y como muestra la Figura, se componen de cuatro términos: Retribución a la Distribución, Calidad de servicio, Incentivo o penalización de reducción de pérdidas y por último Distribuidores D.T. 11^a.

Exceptuando el último término el resto han sido explicados en este apartado, este último coste hace referencia a la compensación con la que se dota a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria un décimo de la LSE. Esta disposición pretendía compensar [6]:

- las diferencias de precio del complemento por interrumpibilidad de los clientes acogidos a este sistema
- las diferencias en el precio de adquisición de la energía por las instalaciones de producción de régimen especial conectadas a sus redes
- y las pérdidas de margen por los consumidores que pasaban al mercado libre.

Estas distribuidoras pueden solicitar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que se les compense la diferencia de lo cobrado mediante las tarifas de acceso a los consumidores cualificados conectados a su red y lo que les hubiera correspondido percibir en el caso de que se hubiese seguido realizando el suministro a tarifa de suministro.

Este concepto fue derogado, pero se incluye actualmente una partida de costes para compensar las adquisiciones de energía de las instalaciones acogidas al régimen especial, que realicen los distribuidores mientras permanezcan acogido a la Disposición Transitoria undécima de la LSE.

4.1.3. [Costes de gestión comercial](#)

Los costes de gestión comercial [34] se consideran otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución. Es por ello estos costes se destinan para compensar a las empresas distribuidoras los gastos comerciales asociados a la contratación y a la atención al cliente relacionados con el acceso y conexión de los consumidores a la red eléctrica, así como la lectura de contadores y equipos de medida y la planificación de redes y la gestión de la energía.

Esta actividad se retribuye determinando su importe a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información referida a los costes que se establezcan, es decir, su retribución será la adecuada en función de sus parámetros de atención al cliente.

Para el año 2015, se observa en el escándalo de costes que la cifra para los costes de gestión comercial ascendió a los 56.700 miles de euros.

4.1.4. [Sistema de interrumpibilidad SNP](#)

Como se observa en el cuadro que recoge el escándalo de costes para 2015 el sistema de interrumpibilidad para los sistemas no peninsulares ascendió a la cifra de 8.424 miles de euros.

Tal y como se comenta en la parte introductoria del apartado 4 del presente trabajo, los costes para ofrecer el servicio de interrumpibilidad del sistema fueron extraídos de la tarifa en el año 2015.

El sistema de interrumpibilidad incluido en la tarifa hace referencia al servicio prestado por los proveedores del servicio en los territorios no peninsulares, conforme se establece en la 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.

Dicha normativa especifica en concreto, que en tanto el Operador del Sistema no desarrolle la adaptación del mecanismo previsto a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, seguirá aplicándose el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad de acuerdo a lo dispuesto en la orden ITC/2370/2004, de 26 de julio.

4.1.5 [Diversificación y seguridad del abastecimiento](#)

➤ Moratoria nuclear

En los años 50 se produce en España un elevado interés por la energía nuclear llevando esto a la construcción de la primera central nuclear en el país en el año 1962, comúnmente conocida como la central de Zorita, propiedad de la actual Gas Natural Fenosa. Esta fue desacoplada de la red eléctrica en 2006, fecha en la que dio comienzo su desmantelamiento.

Tras la de Zorita, se desarrollan varias centrales nucleares más, pero con la llegada al poder de Felipe González se suspenden los programas propuestos en materia nuclear debido a la presión social que se posicionaba en contra de esta energía.

[En el Anexo IV se muestra un resumen del estado actual de la energía nuclear en el panorama eléctrico español y su influencia en los principales indicadores en el mercado eléctrico.]

En el año 1984 se aprueba el Plan Energético Nacional en el cual la principal novedad consistía en la desaceleración en la construcción de centrales nucleares en el país.

Son varios los motivos a los cuales se atribuye la moratoria nuclear, principalmente la presión social, pero también a la regulación ante la demanda del momento y también debido a razones técnicas.

En ese momento, y para replantear el programa nuclear vigente, de las siete plantas que disponían de autorización para su construcción (Lemóniz I y II, Valdecaballeros I y II, Trillo I y II y Vandellós II) había que elegir únicamente dos de ellas para su construcción.

Con dos plantas sería suficiente para alcanzar la previsión de potencia instalada que proclamaba el Plan mencionado, 7.600 MW.

Así pues, Lemóniz fue descartada ya que suponía una opción desfavorable para la seguridad de las personas y Valdecaballeros se descartó ya que la inversión realizada había sido menor y existía una elevada presión social.

Las centrales aprobadas para su construcción fueron Trillo I y Vandellós II ya que tenían una mayor aceptación social e institucional en las zonas de su emplazamiento.

Tras la publicación del documento en el cual se determinaba que el resto de centrales no serían llevadas a término había alguna de ellas cuya construcción ya estaba siendo ejecutada, por tanto, hubo que plantear estrategias de conservación para lo construido hasta aquel momento.

En el momento de la toma de decisión por parte del Gobierno del bloqueo en la construcción de las centrales nucleares la inversión para su puesta en marcha ya se había llevado a cabo, por tanto había que buscar la manera de recompensar a los propietarios de estas instalaciones teniendo en cuenta la elevada inversión a realizar para la construcción de una central nuclear.

Así fue como se estableció un mecanismo para tal fin. Para compensar estas pérdidas se estableció un porcentaje de la tarifa eléctrica que se destinaría a hacer frente a estos pagos [39], este porcentaje ha oscilado entre el 3,54% y el 0,447%, y esta compensación se alargaría hasta el año 2020.

IMPORTE DE LA COMPENSACION POR CENTRALES	
	(millones de euros)
C. N. LEMONIZ	2.273,26
C. N. VALDECABALLEROS	2.043,77
C. N. TRILLO, UNIDAD II	66,21
VALOR TOTAL DE LA COMPENSACION	4.383,24

Figura 20. Importe compensación por centrales moratoria nuclear. Fuente: [39]

IMPORTE DE LA COMPENSACION POR EMPRESAS	
	(millones de euros)
IBERDROLA (1)	3.256,07
SEVILLANA (2)	1.060,95
UNION FENOSA (3)	42,17
ENDESA (4)	24,05
VALOR TOTAL DE LA COMPENSACION	4.383,24

(1) Propietaria del 100 por ciento de Lemóniz y del 48,089 por ciento de Valdecaballeros.

(2) Propietaria del 51,911 por ciento de Valdecaballeros.

(3) Propietaria del 63,6925 por ciento de Trillo II.

(4) Propietaria del 36,3075 por ciento de Trillo II.

Figura 21. Importe compensación por empresas moratoria nuclear. Fuente: [40]

Este recargo se ha ido modificando y ha provocado que la deuda quede saldada antes de tiempo. En la siguiente tabla se recoge la evolución de estos pagos y la finalización de los mismos [40]:

Tabla 30. Importes pendientes de compensación moratoria nuclear. Fuente: [40]

CONCEPTO	(millones de euros)
Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1995	4.359,66
+ Intereses reconocidos en 1996	351,19
- 3,54 % de la facturación	-496,30
- desinversiones	-2,73
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1996	4.211,82
+ Intereses reconocidos en 1997	251,10
- 3,54 % de la facturación	-462,98
- desinversiones	-1,44
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1997	3.998,50
+ Intereses reconocidos en 1998	192,77
- 3,54 % de la facturación	-452,81
- desinversiones	-1,93
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1998	3.736,53
+ Intereses reconocidos en 1999	125,62
- 3,54 % de la facturación	-448,34
- desinversiones	-3,01
- garantía de importes mínimos (Presupuestos Generales del Estado)	-6,50
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 1999	3.404,30
+ Intereses reconocidos en 2000	154,88
- 3,54 % de la facturación	-469,20
- desinversiones	-6,14
- intereses de demora de la garantía de importes mínimos de 1999	-0,06
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2000	3.083,78
+ Intereses reconocidos en 2001	150,99
- 3,54 % de la facturación	-480,41
- desinversiones	-1,72
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2001	2.752,64
+ Intereses reconocidos en 2002	103,57
- 3,54 % de la facturación	-528,89
- desinversiones	-0,19
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2002	2.327,13

= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2002	2.327,13
+ Intereses reconocidos en 2003	66,40
- 3,54 % de la facturación	-538,97
- desinversiones	-0,03
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2003	1.854,53
+ Intereses reconocidos en 2004	45,70
- 3,54 % de la facturación	-557,45
- desinversiones	-0,15
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2004	1.342,63
+ Intereses reconocidos en 2005	33,64
- 3,04 %, y porcentaje anterior, según proceda, de la facturación	-592,79
- desinversiones	-0,04
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2005	783,44
+ Intereses reconocidos en 2006	25,48
- Porcentaje sobre la facturación	-296,03
- desinversiones	-0,04
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2006	512,85
+ Intereses reconocidos en 2007	22,77
- Porcentaje sobre la facturación	-31,07
- desinversiones	-0,04
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2007	504,51
+ Intereses reconocidos en 2008	25,84
- Porcentaje sobre la facturación	-7,17
- desinversiones	-0,04
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2008	504,51
+ Intereses reconocidos en 2009	9,88
- Porcentaje sobre la facturación	-9,34
- desinversiones	-0,04
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2009	504,51
+ Intereses reconocidos en 2010	5,56
- Porcentaje sobre la facturación	-86,36
- desinversiones	-0,04
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2010	423,67
+ Intereses reconocidos en 2011	7,10
- Porcentaje sobre la facturación	-63,86
- desinversiones	-0,04
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2011	366,87
+ Intereses reconocidos en 2012	3,84
- Porcentaje sobre la facturación	-53,43
- desinversiones	-0,10
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2012	317,18
+ Intereses reconocidos en 2013	1,65
- Porcentaje sobre la facturación	-68,29
- desinversiones	-0,04
= Importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2013	250,50

En la tabla presentada se observa como a la finalización del 2013 la deuda ascendía a 250.50 millones de euros. De este importe, 67,70 millones fueron pagados en el año 2014 incluyendo intereses y demás recargos.

El importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2014 sería entonces de 184.163 miles de euros [40]. A pesar de este importe, como consecuencia del desequilibrio entre activos y pasivos del Fondo de Titulización de Activos (mecanismo establecido para el pago a las empresas constructoras la deuda de la moratoria nuclear) la comisión encargada del mismo estima que en vez de la cifra inicial, sólo una anualidad de 36.918 miles de euros sería suficiente para atender todos sus compromisos de pago.

Es por ello, que tras el pago correspondiente de esa cantidad a lo largo del año 2015, el 26 de octubre de 2015 el sector eléctrico, y todos los consumidores, celebraban el fin de los pagos a la moratoria nuclear, dando por zanjada la deuda incluso antes de la previsión de su finalización en un inicio.

Siendo un término que a la vista de los datos incluía se una manera significativa en la factura de la luz y en los peajes de acceso, queda finalizado su pago, y por tanto, eliminado de la factura eléctrica de los consumidores.

➤ Segunda parte del ciclo de combustible nuclear

En 1984 el gobierno español creó ENRESA. Empresa de carácter público y sin ánimo de lucro, responsable de la gestión de los residuos radiactivos [41]. Enresa se encarga de recoger, tratar, acondicionar y almacenar los residuos radiactivos que se generan en cualquier punto del Estado español.

Enresa se encarga de proteger a las personas y al medio ambiente de los residuos radiactivos, por ejemplo en el desmantelamiento de las instalaciones nucleares y radiactivas en desuso y la restauración ambiental de las minas de uranio.

Esta empresa cuenta con tres vías de financiación [41], por un lado, existe el Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos, cuyos ingresos los aportan las centrales nucleares, por otro lado, de la fábrica de elementos combustibles de Juzbado en Salamanca, mediante la liquidación de otra tasa sobre cada elemento combustible fabricado, y por último, mediante la aplicación de porcentajes sobre la recaudación por venta de energía eléctrica a tarifas y peajes.

Con todo ello, tal y como se observa en la Figura resumen en el año 2015 138 miles de euros fueron destinados de la tarifa para financiar esta actividad.

4.1.6. Prima del Régimen Especial

Con la evolución de las tecnologías y el creciente interés por parte de los países desarrollados en la reducción de emisiones, cada vez son más ambiciosos los objetivos respecto al desarrollo e implantación de las energías renovables.

Si bien la UE fijó en un inicio en el libro blanco de las Energías Renovables un objetivo del 12% de consumo de energía primaria procedente de energías renovables, este hito era inalcanzable en España sin que los productores de estas energías recibiesen un incentivo para su producción.

En España se aprueba en primer lugar el Plan de Energía Renovable 2005-2010 (PER) y posteriormente, y una vez finalizado este primero que marcaba el objetivo del 12% impuesto por la UE, el Plan de energías Renovables 2011-2020 que establece un 20% de consumo de energía primaria procedente de energías renovables.

Ante estos objetivos tan ambiciosos, el Gobierno ha de dotar de determinadas ayudas al sector, para promover su crecimiento y fomentar la construcción de nuevas instalaciones. Tratar de trazar su curva de aprendizaje mediante ayudas para ir abaratando sus costes, es decir, cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una “rentabilidad razonable”.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico establece la diferencia entre régimen ordinario y régimen especial identificando también el marco económico de retribución para cada uno de estos modelos de generación de electricidad.

La generación en régimen especial recoge la de energía eléctrica en instalaciones con potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, es decir, aunque este término esté habitualmente asociado a las energías renovables también se incluyen aquí energía de residuos y la cogeneración.

Fue en el año 2007 cuando el Gobierno español creó un sistema que garantizaba el cobro de una determinada retribución durante la totalidad de la vida útil de una planta. Esta retribución se asignaba en función del tipo de tecnología (fotovoltaica, eólica, termosolar...) y en función del tamaño de la planta (en principio recibirían más las plantas más pequeñas).

Debido a que la fotovoltaica se adaptaba mejor a la realización de inversiones reducidas fueron muchos los profesionales y ciudadanos que decidieron invertir en esta tecnología, bien mediante ahorros o bien mediante financiación bancaria (en ocasiones usando su vivienda como principal aval), fueron más de 55000 personas las que apostaron por la energía fotovoltaica.

Tanto los inversores como los bancos creyeron que era una inversión segura ya que existía un BOE (RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial) que aseguraba esta retribución.

Este impulso promovido por el Estado provocó que se superase en diez veces el objetivo propuesto para energía fotovoltaica y que España fuese líder mundial en termosolar y eólica, hecho que provocó que muchas empresas españolas exportasen sus conocimientos y tecnologías al extranjero.

Tras el éxito cosechado y en vista de la gran cantidad de dinero invertido en este sector, el Gobierno comenzó en el año 2010 a publicar duros recortes para el sector, principalmente fotovoltaica, eólica y termosolar ya que se establecía un número máximo de horas de producción retribuida, según los defensores del sector, muy por debajo del número de horas reales de producción anual. Este golpe supuso una disminución de ingresos para la fotovoltaica del 28%.

En los años próximos aparecieron otras medidas que afectaron duramente al sector, por ejemplo, en 2012 se aplica un impuesto a la generación del 7%, además en 2013 una nueva manera de actualizar la retribución disminuía esta cantidad un 3% más.

Además, en enero de 2012 las nuevas instalaciones ya no recibirían ningún tipo de retribución por parte del sistema eléctrico.

Las posteriores reformas eléctricas que tratan de disminuir el elevado déficit que soporta el sistema, reducen todavía más la retribución a las renovables, además de que sin esa ayuda tal vez la consecución de los objetivos marcados por la UE para 2020 en cuanto a fuentes de energía renovable no pueda ser alcanzado.

A pesar de todos estos contratiempos España sigue manteniendo una buena posición en el sector de las renovables, diversas empresas son punteras en tecnología, además de las numerosas ferias y eventos que realiza el sector en el país. Se ha comprobado también, con el paso del tiempo, que ya hay energías renovables capaces de ser competitivas con el resto de energías sin ningún tipo de retribución adicional.

Esto es un indicativo de la evolución del sector y de la tecnología que ya permite generar energía mediante estas fuentes sin la necesidad de una ayuda y es algo que el sector renovable celebra, pero no por ello se ha de dejar atrás los grandes problemas que ha supuesto las primas al sistema eléctrico español.

Existe una elevada controversia en el tema renovable en España. Por un lado, los defensores de las renovables defienden que las primas iniciales eran necesarias para desarrollar la tecnología y conseguir su evolución hasta los niveles en los que se encuentra actualmente. Las personas que invirtieron su dinero entonces debería ser recompensadas tal y como se publicó en primera instancia. Además, es cierto que la factura incluye una parte importante (ver Figura 17) de las primas renovables pero los expertos pro-renovables [42] aseguran que es mucho mayor el ahorro que provocan las energías renovables en la formación del precio cuando forman parte del mix de generación que el coste que supone en la factura las primas para llevar a cabo dicha tecnología.

Por otro lado, existe una corriente que califica de excesivas las primas con las que se dotó al sector, que tal vez habría que haber esperado a que su evolución en tecnología fuese suficiente como para introducirse en el sistema sin ningún tipo de apoyo económico. Además, se culpa directamente a las renovables y a sus primas del elevado déficit del sistema y de la elevada factura de la luz en España, que es una de las más elevadas de Europa.

Con el elevado desconocimiento y escasa transparencia en el sistema eléctrico es complicado valorar objetivamente estas dos opiniones, de esta manera, tal vez haya que esperar a una auditoría real de costes del sistema para averiguar si las energías renovables son o han sido el lastre económico del sistema eléctrico español. Por supuesto, es indiscutible el beneficio, no tanto económico, pero sí social y de salud para la población habitar un país en el que predominen las energías limpias, sin ningún tipo de residuo ni emisiones contaminantes más allá de la consecución del cumplimiento de las obligaciones propias de ser un país perteneciente a la Unión Europea. Por otra parte, otra gran ventaja desde el punto de vista energético es la reducción de nuestra elevada dependencia energética del exterior.

En el Anexo V del presente documento se presenta un resumen de la evolución del régimen especial en España en cuanto a retribución recibida y evolución en instalaciones.

4.1.7. Costes Permanentes

➤ Compensación de extrapeninsulares

El sistema eléctrico español va más allá de las instalaciones y transporte dentro de la Península Ibérica, también está formado por las Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla.

En el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se expone que los sistemas eléctricos aislados de los cuatro territorios no peninsulares son los siguientes:

Canarias	Las Illes Balears	Ceuta	Melilla
Gran Canaria. Tenerife. Lanzarote-Fuerteventura. La Palma. La Gomera. El Hierro.	Mallorca-Menorca. Ibiza-Formentera.	Ceuta.	Melilla.

Figura 22. Sistemas eléctricos aislados España. Fuente: RD 738/2015.

Además se indica que estos sistemas dejarán de considerarse aislados cuando estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, es decir, cuando la capacidad de conexión con la península sea tal, que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular.

Desde agosto de 2012 [4] existe una interconexión eléctrica entre la Península y Baleares, gracias al denominado "Proyecto Rómulo". Este enlace submarino une Sagunto (Valencia) con Santa Ponsa (Mallorca) mediante una longitud de cable de 237 km, y supone no sólo la integración con la Península sino que también supone un ahorro de costes para el sistema eléctrico nacional.

Para incrementar todavía más esta integración, en diciembre de 2014 se finalizó la interconexión eléctrica submarina entre Ibiza y Mallorca mediante un doble enlace submarino de 132 kV en corriente alterna, garantizando en mayor medida la estabilidad y calidad del suministro en las islas y favoreciendo la integración energética de las islas.

Es por ello que los costes de compensación extrapeninsular sirven para sufragar el sobrecoste que supone el suministro eléctrico en las islas, de esta manera se evita que sean únicamente los habitantes de las mismas los que carguen con estos elevados gastos.

Este es otro de los temas de actualidad del sistema eléctrico ya que estos costes son considerados lo suficientemente elevados como para que se tomen medidas al respecto. Dado el clima favorable de ambas islas, en los que el sol y el viento es abundante, los defensores de este hecho reclaman una mayor fuerza por parte del Estado para la inversión en energías renovables en las islas que permitan su independencia energética a la vez que reducir los costes producidos.

En la siguiente figura publicada en el Avance del Informe eléctrico español para 2015 publicado por REE sorprende como siguen siendo las energías tradicionales (menos limpias) las que cubren la mayor parte de la demanda en las islas.

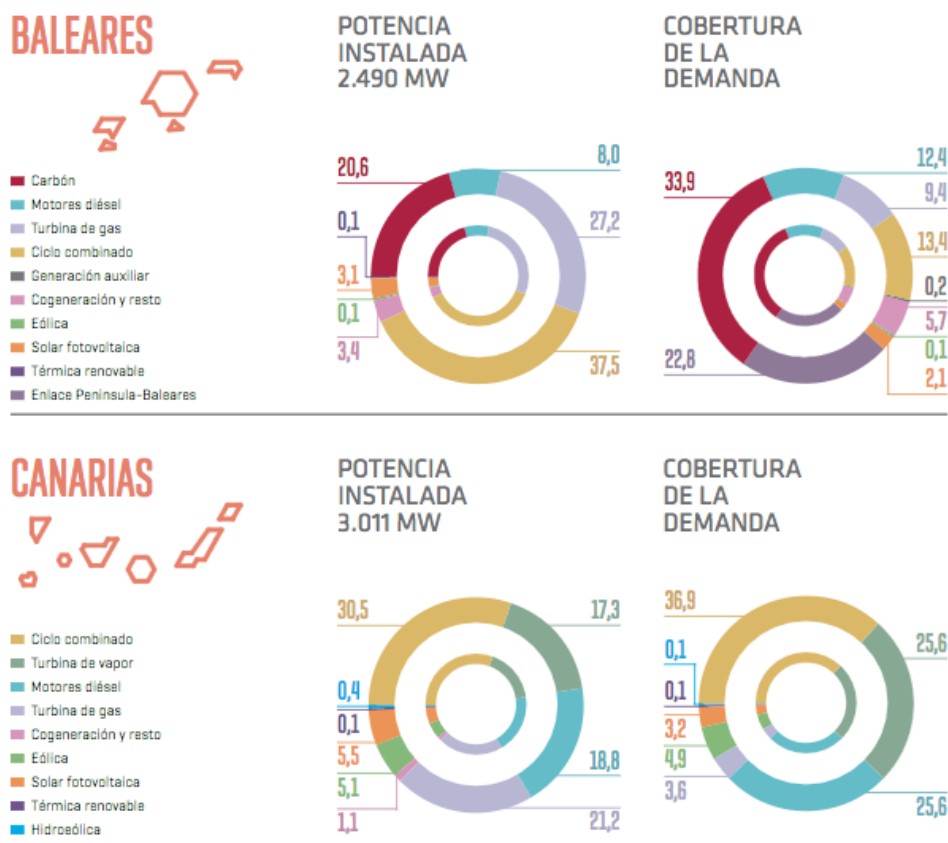


Figura 23. Potencia instalada a 31/12/2015 y cobertura de la demanda en las islas. Fuente: REE.

A la vista de los datos y del elevado coste que supone, y ha supuesto, al sistema eléctrico español este aspecto, es comprensible que se proponga una mayor facilidad a las islas para el desarrollo de las energías renovables, las cuales podrían cubrir gran parte de su demanda, y además, la duda sobre si este aspecto debería ser incluido en las tarifas de acceso de todos los usuarios de la red eléctrica ya que hay muchas vertientes que defienden que este gasto debería únicamente depender de los presupuesto generales del estado teniendo en cuenta las políticas de cohesión interterritorial.

➤ Tasa CNMC

En el año 2013 se crea la Comisión Nacional de Mercados y Competencia que garantiza, preserva y promueve el correcto funcionamiento, la transparencia y la asistencia de una competencia efectiva en todos los sectores y mercados y sectores productivos, en beneficio de los consumidores y usuarios.

Para la financiación de la actividad de la CNMC se establece un porcentaje del 0,15% tasa aplicable a la facturación de la tarifa de acceso por la prestación de servicios y la realización de actividades relacionadas con el sector eléctrico.

Para finalizar el análisis de la composición de los costes de acceso a la energía faltaría incluir el déficit que ya ha sido previamente expuesto en apartados anteriores de este trabajo.

4.2. Resumen de la composición de los peajes de acceso

En la siguiente figura se muestra el escandallo de costes por concepto desde el año 2003 a lo previsto para el año 2016:

Escandallo de costes de acceso. 2003 - 2016

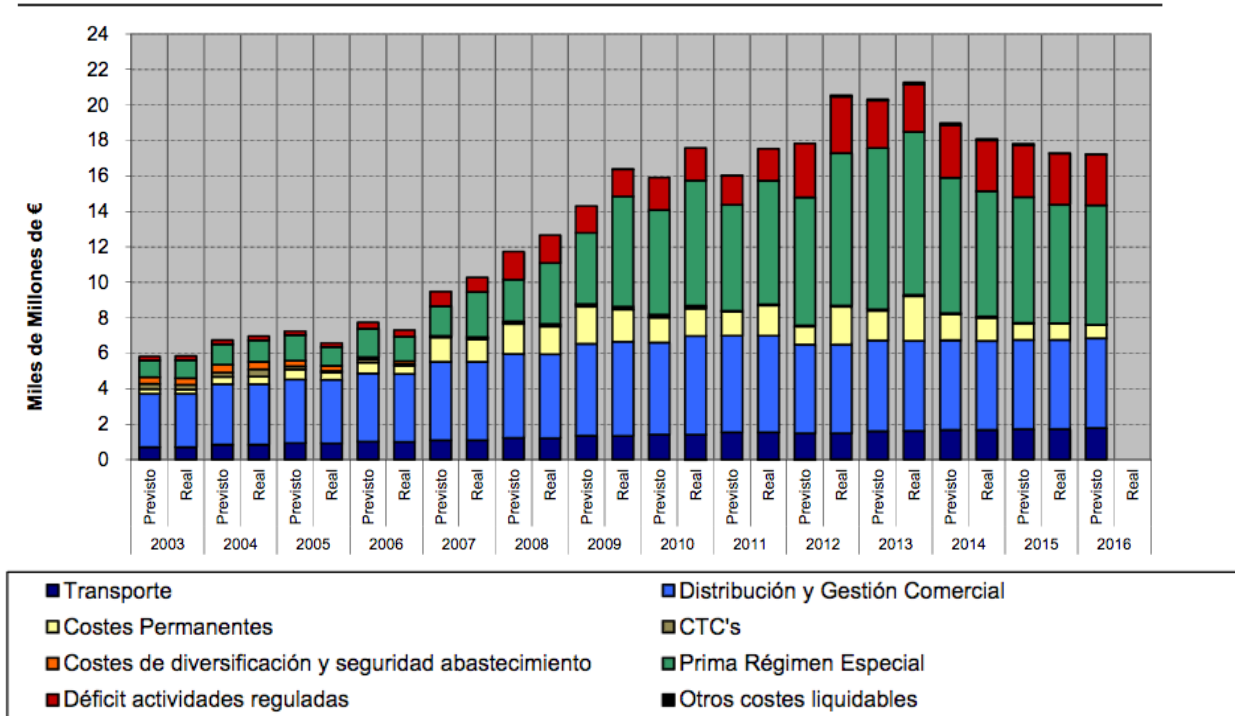


Figura 24. Escandallo de costes de acceso 2003-2016. Fuente: [29]

En esta imagen se observa el aumento progresivo que ha sufrido las primas al Régimen especial que hoy en día compone la mayor parte de los costes asociados a los peajes de acceso, además de la importancia que adquiere el déficit acumulado que hay que pagar progresivamente por parte de los usuarios de la red.

Es positivo recalcar cómo han disminuido porcentualmente los costes de diversificación y seguridad en el abastecimiento, así como la desaparición de los CTC's y progresivamente los costes permanentes del sistema.

En el siguiente capítulo se profundizará en el modelo propuesto y los cambios que deberían realizarse en torno a este asunto.

5. PROPUESTA DE TARIFA DE ACCESO

5.1. Análisis de los efectos de las tarifas actuales

Tal y como se detalla en el capítulo anterior, los costes de acceso incluyen términos que distan considerablemente de su percepción inicial, es decir, costes asociados al transporte y distribución de la energía eléctrica.

La tarifa ha sido empleada durante el paso de los años para la inclusión de términos en la tarifa que distorsionan la realidad del precio de la electricidad transmitida al consumidor. Es, por ejemplo, el caso de las primas al régimen especial. La eólica exige desarrollar importantes inversiones en la red para que la ubicación de los aerogeneradores en zonas aisladas y elevadas pueda ser llevada a cabo.

Por otro lado, tras el análisis realizado en torno a la subida radical de los precios de la tarifa sufridos, se observa como el Estado, en un intento de regular estos costes y remunerar ciertas actividades, ha transformado las tarifas en una bolsa que incluye costes de diversa naturaleza que distan mucho de su pago por el mayor o menor uso de las redes.

Una mala aplicación de los principios básicos de la tarifa de acceso, principalmente el principio de suficiencia, ha provocado una acumulación de un déficit de tarifa que ha ocasionado dos problemas graves y notables en el sistema eléctrico.

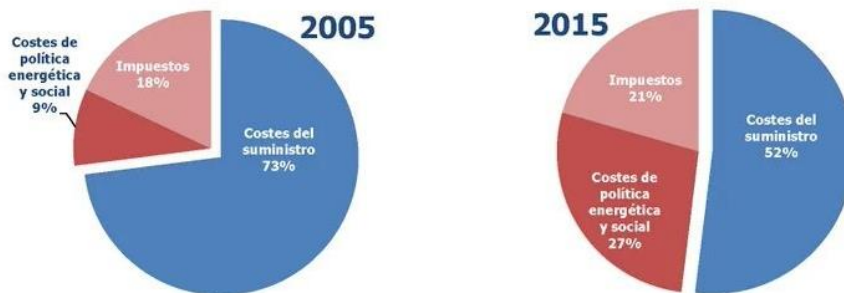
- En primer lugar, ha generado un derecho de cobro a las empresas que han financiado este déficit, por tanto, esa deuda la deberán pagar los consumidores eléctricos en los años futuros.
- Por otro lado, el segundo impacto, que es el que provoca que las tarifas hoy en día se encuentren distorsionadas y no reflejen su utilidad real, es que las tarifas no reflejan el coste real de acceso a la energía.

Este hecho provoca que los usuarios de la red no sean conocedores de cuánto realmente supone al sistema su consumo o la alimentación de su suministro, y desemboca, por tanto, que haya un consumo mayor al que podría haber en otras circunstancias más favorables.

Para UNESA¹⁸, el sector eléctrico sufre la paradoja de energía barata-recibo caro y los muestra en la imagen siguiente [43].

¹⁸ UNESA: Asociación Española de la Industria Eléctrica, con origen en 1944. Se encarga de la representación, promoción, gestión y defensa de los intereses generales y comunes de sus miembros que por estos le sean confiados, así como del sector eléctrico.

En los hogares españoles, el pago de la electricidad supone actualmente de media el 2,6% de sus gastos anuales. No obstante, en los últimos años los costes ajenos al suministro se han visto notablemente incrementados, pasando del 27% en 2005 al 48% en 2015. Desde UNESA entendemos que estos costes no deberían estar incluidos ni formar parte de la factura debido a que se deben a costes de políticas sociales o medioambientales.



El peso de los costes ajenos al suministro en la factura eléctrica ha pasado del 27% al 48% en diez años

Figura 25. Paradoja del sector eléctrico según UNESA. Fuente: [43]

Esta imagen explica lo comentado anteriormente en este trabajo. Es decir, cómo los costes asociados a términos que no tienen que ver con el consumo real realizado por el usuario son atribuidos a su factura eléctrica, provocando de manera directa que esta factura aumente considerablemente llevando a España a encabezar los puestos de las listas de las facturas eléctricas más caras de la Unión Europea, con todas las consecuencias que esto conlleva. Principalmente para las empresas cuyos costes energéticos son motivo en algunas ocasiones de los problemas económicos de las mismas teniendo en cuenta la delicada situación económica que se ha vivido en España en los últimos años.

Como se puede observar, UNESA defiende que hay determinados costes asociados a la tarifa eléctrica que deberían ser sufragados por los Presupuestos Generales del Estado y no directamente por los consumidores en la tarifa eléctrica.

Ejemplo de esto es, por ejemplo, las grandes inversiones y primas a las energías limpias realizadas por el Estado, cuyo beneficio social es directo para toda la comunidad de habitantes del país, y no únicamente para los titulares de un punto de suministro eléctrico. Es decir, cuando un país enfoca su política energética hacia la sostenibilidad, las energías limpias, la descarbonización y a la vez la sustentabilidad de su sistema eléctrico ha de invertir sus propios recursos para lograrlos, y no cargar con este peso a los consumidores eléctricos.

5.2. Modelo de tarifas de acceso

5.2.1. Términos incluidos en la tarifa de acceso

Con las tarifas actuales presentadas en la tabla 29 del presente documento se presenta la composición de los peajes que se considera óptima en las circunstancias actuales.

Tal y como se ha expuesto a lo largo del texto, hay diversos costes asignados a la tarifa de acceso que realmente no tienen su naturaleza en la misma y simplemente han sido la consecuencia de malas decisiones políticas o de planificación que finalmente han tenido que soportar los consumidores.

- Costes extrapeninsulares

El primer término que se eliminaría de la tarifa de acceso corresponde a los costes extrapeninsulares, teniendo en cuenta que su cargo debería atribuirse a políticas de cohesión interterritorial sufragadas por los Presupuestos Generales del Estado. Este término se incluye en el 5% referido a los Costes Permanentes.

- Primas del Régimen Especial

Por otro lado, las subvenciones o primas del Régimen Especial. Como ya se ha defendido en este trabajo en el apartado 4.1.6, la ventaja real de conseguir los compromisos de energía con la UE no es directamente para los consumidores de electricidad, que por supuesto lo es en gran medida, pero después de las consideraciones aportadas, se ha de considerar un asunto nacional. En concreto del Gobierno Central de España, con un Ministerio correspondiente de Medio Ambiente y una elevada parte de los Presupuestos Generales del Estado destinado al mismo.

Así pues, parece comprensible la ayuda prestada a los inversores, a pesar de las mejores o peores decisiones tomadas al respecto, pero lo dudoso es si ese dinero debía de salir de los bolsillos de los consumidores finales de electricidad. Es por ello, que no se puede volver atrás y tomar mejores decisiones, pero sí atribuir los costes a quien corresponda.

Este cargo supone un 39% del total de los costes de acceso a la electricidad, es decir, sólo con la eliminación de este cargo los peajes podrían reducirse prácticamente a la mitad.

Por otro lado, se encuentra el déficit de años anteriores. Es decir, se paga actualmente que en algún momento la previsión de ingresos y gastos fuese errónea, y además de esa posible mala previsión se acumulan gastos de diversa índole, las primas a las renovables por ejemplo, que han ido engrosando la tarifa de acceso elevando con ello el déficit y desembocando como se ha visto en el presente trabajo en una drástica subida de los precios de las tarifas de acceso para poder paliar esta situación.

Por tanto, asumiendo que el déficit de tarifa ha de ser asumido por el propio sistema eléctrico, el modelo propuesto se basa en la eliminación de la tarifa las primas de régimen especial y los costes extrapeninsulares, consiguiendo con ello, no sólo la progresiva reducción de los peajes

de acceso, sino también la reducción del déficit acumulado y, por tanto, la mayor disminución en los peajes una vez estabilizado el déficit de tarifa generado.

En la estructura de las tarifas de acceso quedarían incluidos los términos que se desarrollan en el siguiente apartado. Esta estructura se aproxima más a la definición inicial de las tarifas de acceso en la cual se incluyen los términos asociados que puede garantizar la recuperación de los costes de las actividades reguladas con la eliminación de los términos mencionados anteriormente. (3.2. Principios generales de la tarifa de acceso)

[5.2.2. Metodología de tarifas de acceso](#)

[5.2.2.1. Consideraciones iniciales](#)

Estos son los dos principios que debe seguir la metodología de tarifas de acceso y en la cual se va a basar la siguiente asignación:

1. Permitir la recuperación de todos los costes de las actividades reguladas del sistema.
2. Deben imputarse de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores.

Para desarrollar el nuevo modelo propuesto se va a partir de ciertas consideraciones de la legislación vigente.

Los niveles de costes y la estructura tarifaria presentada en el apartado 3.3 del presente documento, los cuales son los actualmente vigentes por la legislación, serán los considerados para el desarrollo de este modelo. Es decir, tarifas de acceso en uno, dos y tres periodos horarios para la baja tensión y de tres y seis periodos en la alta tensión tal y como queda descrito.

Se partirá también de los principios básicos de las tarifas de acceso vigentes en la actualidad.

[5.2.2.2. Reparto de costes](#)

- Costes de Transporte y Distribución

Para el cálculo de estos costes de empleará un sistema de asignación entre los distintos grupos tarifarios considerados.

Con el fin de realizar una correcta asignación de costes, y con la metodología propuesta en el “Informe 128/2001 CNE. Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas” se obtiene una manera eficiente de reparto y asignación de costes en función del grupo tarifario. De esta manera lo que se plantea en una metodología en la cual consumidor debe pagar los costes de los niveles de tensión que utiliza para suministro. Es decir, que los consumidores de niveles inferiores también sufragan los costes de los consumidores de niveles superiores.

Este procedimiento, el cual no va a ser desarrollado por completo en el presente documento por su elevada extensión, se basa en la metodología que se expone a continuación.

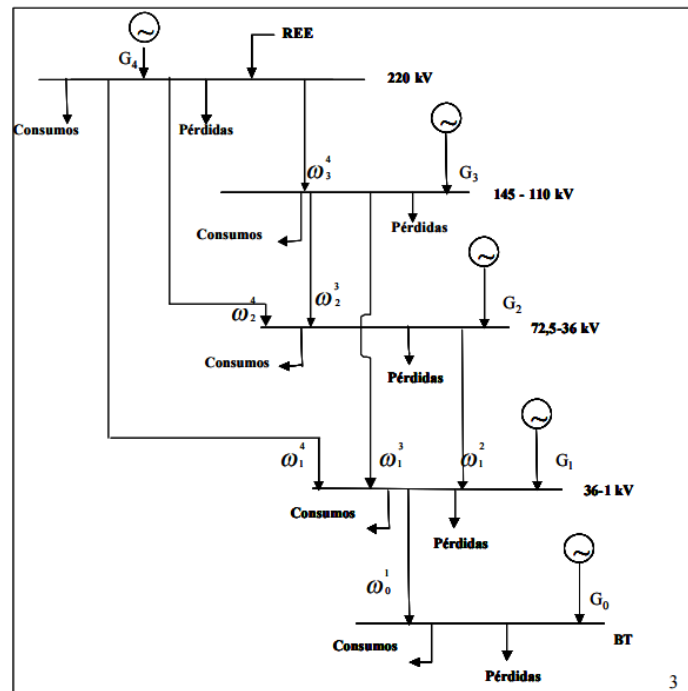


Figura 26. Modelo de red para ponderación del uso de la red. Fuente: [45]

Con el esquema mostrado en la Figura 26 se pueden detectar los cinco niveles de tensión propuestos por la estructura de las tarifas de acceso y los flujos de energía que proceden de un nivel de tensión "j" y que se vierten a un nivel de tensión "i" (ω_{ji}). Por lo tanto, la energía total vertida en un nivel de tensión "i", es igual a suma del flujo de energía que procedentes de otros niveles ω_{ji} , y la generación en el nivel de tensión G_i .

A continuación se presentan los coeficientes de ponderación del uso de la red. Puede verse claramente como por ejemplo β representa la ponderación de la energía que fluye desde el NT2 al NT1, respecto de la energía total vertida al NT1.

$$\alpha = \left(\frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) \quad \beta = \left(\frac{\omega_1^2}{\omega_1^2 + \omega_1^3 + \omega_1^4 + G_1} \right) \quad \gamma = \left(\frac{\omega_2^3}{\omega_2^3 + \omega_2^4 + G_2} \right)$$

$$\rho = \left(\frac{\omega_3^4}{\omega_3^4 + \omega_3^3 + \omega_3^2 + G_3} \right) \quad \theta = \left(\frac{\omega_4}{\omega_4 + G_4} \right) \quad \pi = \left(\frac{\omega_4}{\omega_4 + \omega_3^4 + G_4} \right)$$

$$\lambda = \left(\frac{\omega_4}{\omega_4 + \omega_3^4 + \omega_2^3 + G_4} \right)$$

Figura 27. Coeficientes de ponderación del uso de la red. Fuente: [45]

El modelo está compuesto por diferentes fases mediante la asignación de los costes en base a:

- Establecimiento de las potencias de diseño para cada nivel de tensión, que especifica el uso de la potencia total asignada a cada nivel de tensión propuesto en el esquema de la figura 26.

- Retribución por nivel de tensión. Los costes totales se reparten entre todos los niveles de tensión, mediante la estructura de costes suministrados por las empresas transportistas y distribuidoras obteniendo unos porcentajes de reparto en cada nivel de tensión y, con los costes asignados, el total económico correspondiente a cada nivel de tensión.

A continuación y para poder desgarnar estos costes se establece la metodología [45] para obtener el coste final. Se obtiene el Coste unitario por potencia de diseño, Coste unitario por potencia de uso por nivel de tensión, Coste de uso por grupo tarifario y, por último, la mediante el cálculo de los coeficientes de ponderación por grupos tarifarios se obtiene el coste unitario por potencia equivalente y grupo tarifario.

Periodos tarifarios	$P_{\max j} / P_{\max \text{ del sistema}}$	Kb_j^t
1	P_1' / P_{\max}	$(P_1' / P_{\max}) / A$
2	P_2' / P_{\max}	$(P_2' / P_{\max}) / A$
3	P_3' / P_{\max}	$(P_3' / P_{\max}) / A$
4	P_4' / P_{\max}	$(P_4' / P_{\max}) / A$
5	P_5' / P_{\max}	$(P_5' / P_{\max}) / A$
6	P_6' / P_{\max}	$(P_6' / P_{\max}) / A$
	$\Sigma = A$	$\Sigma = 1$

Figura 28. Coeficiente de ponderación por grupos tarifarios. Fuente: [45]

De esta manera se obtendría el precio a repercutir entre cada uno de los niveles de potencia y periodos tarifarios descritos, es decir, se tendría el coste a recuperar por cada grupo. En el caso del estudio realizado por la CNE [45], estos costes referidos al año 2001 quedarían como sigue. Cabe remarcar que para cada año los inputs del procedimiento variaría y como consecuencia el reparto de costes de la siguiente figura, que únicamente se muestra a modo informativo del resultado de la estructura de la información.

Grupo tarifario		Costes anuales de Transporte y Distribución asignados por NT y BH (M €) Año 2001					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	DH1	1.616,64					
	DH2	91,83	53,93				
	DH3	296,58	227,73	174,29			
NT1	DH3	48,98	38,60	30,07			
	DH6	94,05	78,02	77,31	76,03	73,79	72,96
NT2	DH6	15,78	13,13	14,20	13,88	14,58	15,48
NT3	DH6	8,64	7,48	9,74	9,56	11,32	11,10
NT4	DH6	5,69	4,70	5,70	5,56	6,05	6,24

Figura 29. Asignación final de costes Transporte y Distribución. Fuente: [45]

- Costes de diversificación y costes permanentes

Para este grupo de costes la asignación se realiza aplicando un porcentaje sobre la asignación de costes de redes (transporte y distribución) por grupo y periodo tarifario, sin embargo, este porcentaje será diferente debido a la particularidad de dichos costes [45].

La asignación de estos costes se realiza aplicando un porcentaje uniforme sobre la asignación de los costes de las redes de transporte y distribución, debido a su similitud con la liquidación de dichos costes. Este criterio se debe a que la asignación de estos a través de un porcentaje uniforme sobre todos los grupos tarifarios, independientemente de que el consumidor esté en el mercado o acogido a tarifa de último recurso, garantiza la recuperación de dichos costes [45].

A continuación se observa, para los costes del año 2015 mostrados en la tabla 29 que los costes de diversificación y permanentes son un 55% de los costes totales de transporte y distribución.

Coste total de transporte y distribución	Miles de € 1712124
Coste total de diversificación y permanentes	936537
	55%

Es por ello que finalmente de la estructura de reparto de costes que se obtendría para el transporte y distribución, la de los costes de diversificación y permanentes sería el resultado de aplicar un 55% sobre los costes de transporte y distribución asignados a cada periodo y grupo tarifario.

- Costes de gestión comercial

Estos costes se asignan como un coste por cliente [45], de forma que se calcula como el cociente entre el número de clientes total y el coste de gestión comercial.

En la siguiente tabla se presenta el número total de consumidores por periodo tarifario [29] y, sabiendo el coste total de la gestión comercial se obtiene el importe a satisfacer por cliente.

Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso

Peaje	Número de consumidores (Número)		Energía Consumida (GWh)		Tamaño medio (MWh/cliente)	
	2015	may 2015-abr 2016	2015	may 2015-abr 2016	2015	may 2015-abr 2016
BT (< 1 kV)	27.660.849	27.631.339	106.293	105.761	3,84	3,83
Pc ≤ 10 kW	26.126.702	26.107.317	64.067	63.637	2,45	2,44
2.0 A	24.653.772	24.495.884	56.158	55.323	2,28	2,26
2.0 DHA	1.469.710	1.607.968	7.880	8.284	5,36	5,15
2.0 DHS	3.221	3.465	29	30	8,97	8,69
Pc > 10 kW	1.534.147	1.524.021	42.226	42.124	27,52	27,64
2.1 A	663.755	655.721	5.654	5.571	8,52	8,50
2.1 DHA	160.791	159.489	2.799	2.764	17,41	17,33
2.1 DHS	570	591	8	8	14,27	14,07
3.0	709.031	708.221	33.765	33.780	47,62	47,70
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	104.629	104.641	71.896	72.478	687	693
3.1.A	84.755	84.752	15.489	15.538	183	183
6.1	19.874	19.889	56.408	56.940	2.838	2.863
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1.609	1.603	17.423	17.659	10.826	11.018
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	426	424	10.472	10.472	24.567	24.712
AT 4 (≥ 145 kV)	593	597	24.211	23.889	40.851	40.032
Total	27.768.107	27.738.602	230.295	230.259	8,29	8,30

Figura 30. Estructura de consumo nacional por tarifa de acceso. Año 2015. Fuente: [29]

Conociendo el total de consumidores que asciende a 27.768.107 y el coste de los costes de gestión comercial que ascienden a 56.700.000€, el coste por cliente sería de 2,042 €/cliente.

Para poder agregarlo al resto de costes asignados se asignan sobre los distintos periodos de los grupos tarifarios, aplicando sobre el coste de gestión comercial por grupo tarifario, el correspondiente coeficiente de ponderación por grupo y periodo tarifario.

- Déficit e interrumpibilidad SNP

Los costes provenientes del déficit tarifario y de la gestión de la demanda de la interrumpibilidad para SNP, son catalogados como costes hundidos [45], esto es, se caracterizan porque su magnitud no depende del mayor o menor uso de la red.

Para el año 2015 estos costes ascienden a alrededor del 16% de los costes totales asignados a la tarifa [29].

Por lo tanto, su asignación de forma proporcional tal y como se ha realizado en el caso de los costes permanentes y de diversificación, no es eficiente ya que este método para cargar a todos los consumidores puede ocasionar efectos negativos sobre el consumo de aquellos que sean más elásticos al precio.

Considerando este aspecto, se propone una asignación que sea proporcional a la inversa de la elasticidad de la demanda [45]. Este criterio, se basa en distorsionar lo menos posible el consumo global, de forma que aquellos suministros más sensibles a los cambios en los precios (su demanda eléctrica es más elástica al precio) se les asigna un pago menor y, al contrario, aquellos menos sensibles se les asigne un pago mayor.

El problema de este método, es conocer la elasticidad de la demanda de cada consumidor, por lo que se propone la aproximación de la elasticidad por el coeficiente de simultaneidad en el periodo de punta [48]. Este argumento se justifica en que los consumidores más elásticos al precio, mantienen relaciones más elevadas entre la energía demandada y la potencia contratada en el periodo de punta (coeficiente de simultaneidad en punta).

Coeficientes de simultaneidad en punta por grupo tarifario utilizados en la asignación

CONCEPTO	NT0			NT1		NT2	NT3	NT4
	DH1	DH2	DH3	DH3	DH6	DH6	DH6	DH6
Simultaneidad en punta	0,159	0,193	0,276	0,357	0,457	0,665	1,016	1,016

Figura 31. Coeficientes de simultaneidad en punta. Fuente: [45]

Realizando la inversa de este coeficiente se obtiene la relación existente entre los diferentes grupos tarifarios. Por lo tanto, la asignación total por grupo tarifario de estos costes será igual al sumatorio del producto del coste de red de cada grupo tarifario y el porcentaje correspondiente a aplicar sobre cada grupo tarifario.

Conocidos los costes de redes asignados a cada grupo tarifario y la relación existente entre los porcentajes a aplicar se obtendrían los porcentajes a aplicar sobre la tabla de los costes de transporte y distribución.

Se volverían a obtener los valores por periodos y niveles tarifarios a aplicar como en el resto de los casos expuestos.

5.2.2.3. Costes finales

Tal y como se ha expuesto en el apartado anterior en la asignación de cada uno de los costes, los costes finales se obtendrían mediante la suma del resultado de la aplicación de la metodología expuesta en el apartado anterior.

Costes finales por grupo y periodo tarifario

$$\begin{aligned}
 &= CF_{\text{Transporte y Distribución}} + CF_{\text{Diversificación y CP}} + CF_{\text{Gestión Comercial}} \\
 &+ CF_{\text{Déficit}}
 \end{aligned}$$

6. CONCLUSIONES

6.1. Consideraciones técnicas

Tras el análisis y el repaso al panorama histórico y político asociado al Sistema Eléctrico Español desde la década de 1980, y a modo de resumen de las ideas presentadas en este trabajo se procede a hacer un breve resumen de los puntos más destacables del mismo:

- Análisis de la evolución de precio de las tarifas de acceso

En las gráficas mostradas se detalla la evolución de estos precios y se observa como han sufrido cambios moderados. Pero es entre el año 2012 y 2013 en los cuales se observa una variación significativa.

Para la tarifa 3.1 el peaje de energía descendía un 67.8% mientras que el peaje de potencia era aumentado en un 125%, por otro lado, para la tarifa 6.1 el peaje de energía se veía disminuido un 65.69% y el de potencia aumentado en un 115%.

Para encontrar una explicación a este cambio tan brusco en los peajes de potencia, que tal y como se ha detallado penalizan la simple contratación de energía en lugar de exigir un cobro por el uso de la misma, se encuentra en que a finales del año 2013 el Sistema acumulaba más de 30.000 millones de euros de déficit. Los datos demuestran posteriormente que 2014 fue el primer año con superávit del Sistema Eléctrico Español. De nuevo, los consumidores cargan con los costes de una mala gestión y previsión de costes del sistema.

- ¿Cómo afecta esto a los consumidores?

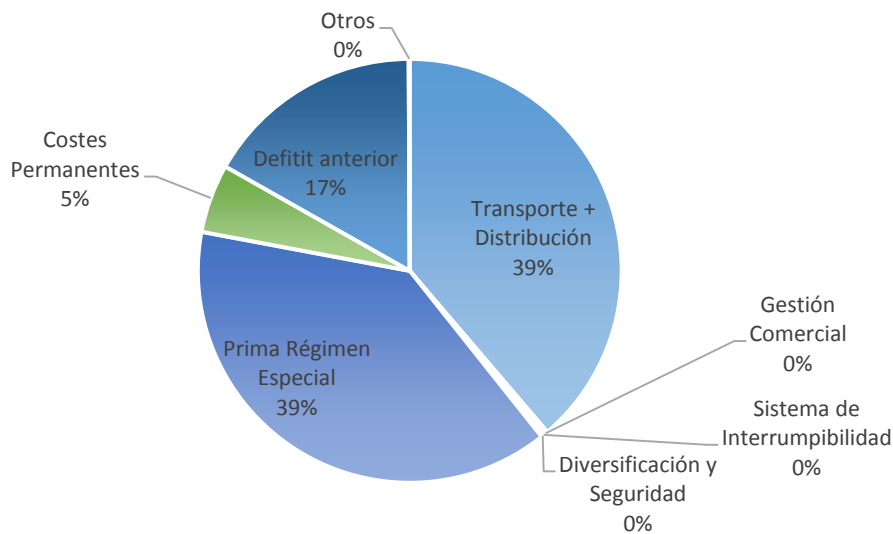
Ante los hechos ocurridos y valorando la elevada importancia que supone en la factura el pago de estos peajes y de cada uno de los términos que componen la factura eléctrica, se observa que hay ciertos términos importantes a la hora de valorar la contratación de un suministro de luz.

Teniendo en cuenta los cambios regulatorios no sólo es importante realizar un ahorro energético y un buen uso de la energía para disminuir el consumo, sino que es fundamental realizar un análisis exhaustivo de la potencia contratada. Es en este término en el cual se puede estar pagando un precio excesivo por un potencia que realmente la instalación no utiliza, tanto mayor cuanto mayor sea el suministro, en el caso de industrias y grandes consumidores.

Es recomendable para los usuarios comprender al menos de una manera básica determinada terminología y la composición de su factura de luz para evitar los elevados casos de fraude que sufre hoy en día el sistema eléctrico español.

- Componentes de la tarifa de acceso y su importancia

La compleja composición de los peajes de acceso y su variación de componentes a lo largo de los años queda resumida en la siguiente imagen:



En esta gráfica se observa la elevada importancia que tiene dentro de los peajes las primas al régimen especial y los pagos de déficit anteriores, cuya suma supera con creces la de las actividades de Transporte y Distribución que no olvidemos que es la razón inicial por la cual surgen las tarifas de acceso a las redes. Queda en entredicho de esta manera la frase que servía como definición a los mismos: “remuneración regulada por la utilización de las redes de transporte y distribución por los agentes implicados en el mercados y que necesitan hacer circular la energía por las redes”.

Resulta sorprendente que únicamente el 39% de lo recaudado con las tarifas de acceso sea realmente destinado a su propósito real y justificado. El resto de componentes, fruto de decisiones políticas forzadas por la falta de recursos y aprovechando el desconocimiento de los usuarios, son los culpables de que la electricidad española sea una de las más caras de Europa y de que nuestro sistema eléctrico sea continuamente tachada de poco transparente y engañoso.

Se presenta además en el documento una propuesta de modelo de composición de las tarifas de acceso mediante la cual se esclarece cuál sería una manera de repercutir estos costes en los usuarios finales de electricidad y con la eliminación de los conceptos que se consideran no son de aplicación en la definición de tarifas de acceso.

- Perspectivas de futuro

Ante el creciente interés de los consumidores por conocer qué ocurre con sus facturas, la preocupación por el medioambiente y las energías limpias y la aparición de numerosas empresas energéticas dispuestas a romper las barreras construidas por las tradicionales eléctricas y los sucesivos gobiernos, el sector eléctrico en España está abocado a un cambio.

Los cambios en la tradicional política bipartidista del país han provocado que una auditoría de costes del sistema eléctrico ya no parezca tan lejana, además se plantea el gran reto de las energías renovables. ¿Cómo se va a cumplir con los objetivos marcados por la UE?

Los usuarios reclaman energía barata, y además verde, pero el autoconsumo puede provocar que el Sistema Eléctrico Español deje de ser factible. Es decir, si tal y como se ha observado son los consumidores los que sufragan absolutamente todo tipo de costes asociados (o menos asociados) a la electricidad y estos dejan de consumirla porque la generan ellos mismos, ¿quién carga con todos los costes acumulados y generados en el sistema?

Esa pregunta, además de en la eterna polémica social con los gobiernos y sus “buenas” relaciones con las grandes eléctricas, esperemos tengan respuesta en un corto medio plazo gracias a la elevada difusión de los medios de comunicación y la elevada importancia del sector energético en todos los aspectos del país.

La grave crisis económica asociada a los numerosos casos de corrupción ha provocado que los consumidores dejen de pasar por alto ciertas situaciones que antes eran asumidas con normalidad. Tal vez, con buena voluntad política y los conocimientos necesarios España pueda evolucionar hacia un Sistema Eléctrico transparente, robusto como ya lo es y al alcance de todos.

6.2. Consideraciones finales

Tras el último apartado en el que se muestra la distribución final de los precios incluidos en la factura eléctrica queda reflejado el propósito global de este trabajo, que pretendía ser una síntesis de lo ocurrido en el Sistema Eléctrico Español se procede a realizar una valoración personal y concluyente de lo expuesto en el trabajo.

Después de analizar la historia vivida en España alrededor de las políticas energéticas y las decisiones tomadas en cuanto a inversiones y/o promociones energéticas por parte del Estado se considera al lector capaz de asimilar y entender los componentes de las tarifas de acceso a la luz que actualmente se pagan en España.

Es curioso, a título personal, que la mayoría de consumidores con los que me relaciono a diario (fuera del ámbito laboral) ni siquiera sabe qué son los peajes de acceso, qué es realmente una comercializadora o que alguien que no es Iberdrola puede emitir sus facturas de la luz.

Pero más curioso parece el hecho de que en cuanto esas personas reciben la mínima información acerca de la realidad del sector, de lo que ocurre realmente con los costes en nuestra tarifa eléctrica, de cómo funciona realmente el sector muestren su total interés por el mismo.

Más allá de lo analizado en este trabajo acerca de la electricidad en España, cómo están formados los peajes de acceso y qué términos están más o menos justificados y cuáles de ellos considero que no deberían formar parte de los mismos, me gustaría destacar que considero que la mayoría de las malas decisiones tomadas relativas al sector eléctrico no han sido en la mayoría de los casos detenidas por la falta de información y formación de los usuarios.

La mayoría de usuarios en España no sabe qué paga en su factura de la luz, evidentemente mucha menos conoce qué es el déficit de tarifa, los costes de transición a la competencia o los mecanismos de interrumpibilidad.

Fuente de ese desconocimiento surge la radicalidad de muchos sectores. A lo largo de este texto se ha nombrado a los defensores a ultranza de la energía verde, a los detractores, a los ecologistas o a los anti-nucleares, pero, ¿cómo se puede evaluar un sector del cual se desconocen la mayoría de variables?

Es complicado valorar en el sistema eléctrico español como afectan los distintos términos, si realmente es necesario o no un sistema de interrumpibilidad, si las primas a las renovables fueron excesivas o si realmente el precio que se paga por las tarifas de acceso es el adecuado. Y por desgracia parece que desconocemos todas esas cosas porque beneficia a unos pocos.

Parecería simple pensar a priori que la falta de transparencia beneficia a alguna de las partes implicadas, pero cuando la historia y la experiencia demuestra que las decisiones políticas tomadas suelen beneficiar a los mismos (grandes distribuidores) ya no parece una visión tan simplista.

Además, deja de parecer un argumento tan escueto cuando las cúpulas directivas de estas distribuidoras están formadas por políticos que curiosamente tomaron estas decisiones mientras gobernaba su partido, las famosas puertas giratorias.

Parece complicado entonces un cambio en el sector, sobre todo cuando el panorama político español no prevé grandes cambios a corto plazo. En mi opinión, la única fuente de cambio se encuentra en los consumidores.

Los consumidores, con la información necesaria y exigiendo la transparencia correspondiente deberíamos actuar de manera responsable ante lo que pagamos, por qué lo pagamos y a quién se lo pagamos.

Tal vez una auditoría real de costes del sistema, realizada por un órgano lo suficientemente objetivo como para poder extraer conclusiones reales, fuese la solución a este sector que más bien podría ser comparado con un cajón de sastre.

Disponiendo de la información necesaria y la mínima formación en materia energética cualquier usuario debería ser capaz de saber qué paga realmente por tener luz en su hogar o en su empresa. De esta manera se evitarían tales cambios bruscos de peajes, o la atribución de costes que la mayoría de usuarios ni quiera saben que existen.

Dejar de creer que la frase que encabeza este trabajo tenga sentido, y que cualquier persona sea capaz de entender el funcionamiento del mercado eléctrico.

Comprendo, como estudiante y como joven profesional del sector por otro lado, que este camino será largo y que la integración de las energías limpias traerá muchos cambios consigo al sistema eléctrico hasta que podamos dotarlo de una mayor independencia y una mayor integración de todos los sistemas que conformarán en un futuro el sector eléctrico español.

Espero, a través de esta síntesis realizada y presentada en este documento, haber aproximado al lector al funcionamiento real del Sistema Eléctrico Español, a la composición de sus peajes de acceso y la formación real del precio en la factura eléctrica.

En alguna medida, deseo contribuir al acercamiento de los usuarios a este sector, tan importante social y económicamente para un país y para cada uno de sus ciudadanos con la intención de que estos sean ahora un poco más capaces de comprender, valorar y decidir acerca de la política energética vivida y la que desean para un futuro no demasiado lejano.

ANEXO I. Análisis precio OMIE febrero 2014

En la tabla 33 se muestran los precios horarios de casación del mercado en febrero de 2014. Se encuentran destacados los días cuyos precios se encontraron por debajo de 5 €/MWh, que corresponde a un 36% de las horas del mes de febrero, y además un 12% salió a precio de 0 €/MWh.

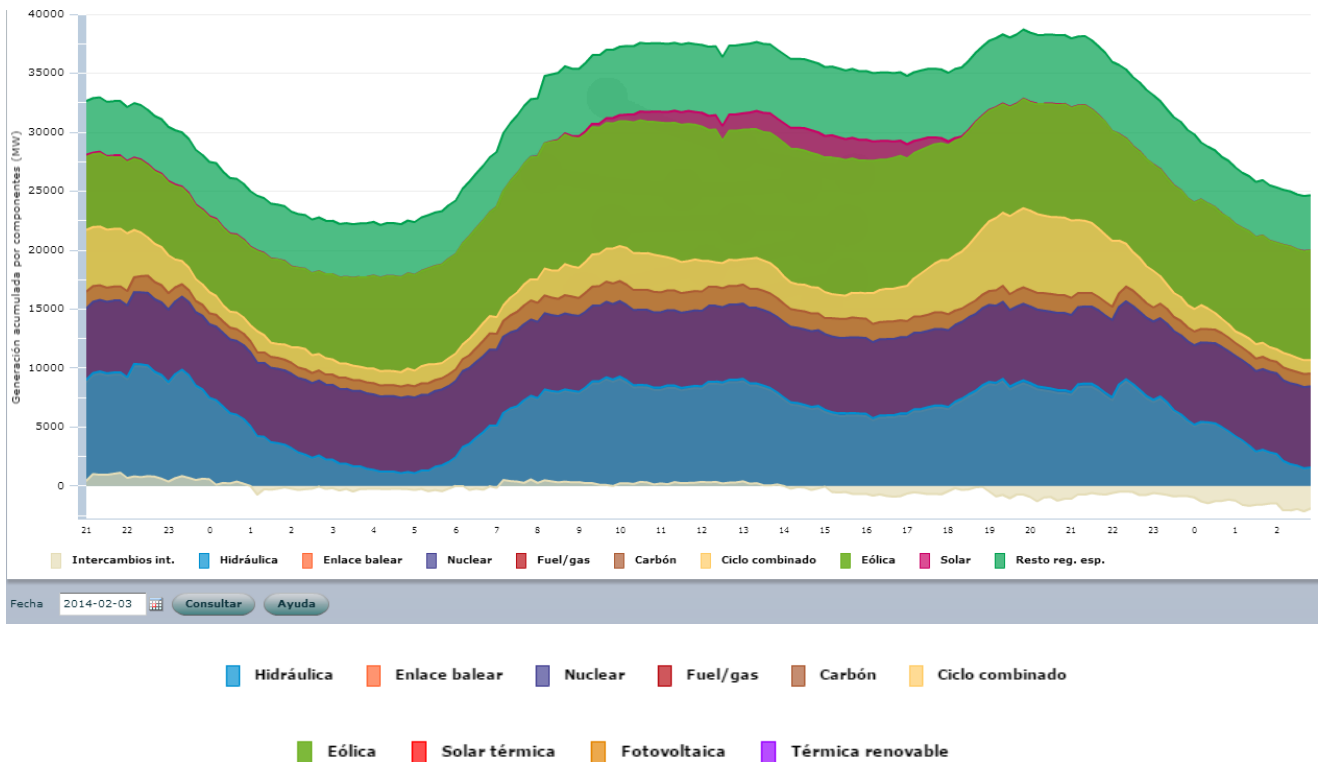


Figura 32. Estructura de generación en tiempo real 02/03/2014. Fuente: REE.

En la figura anterior que muestra la estructura de generación en tiempo real se observa la gran importancia que adquirió la eólica (representada en color verde en el gráfico) el día 3 de febrero, habiendo horas en las cuales la eólica representaba el 31% de la generación total y como se puede observar, las bandas más amplias son las que se atribuyen a las energías más baratas.

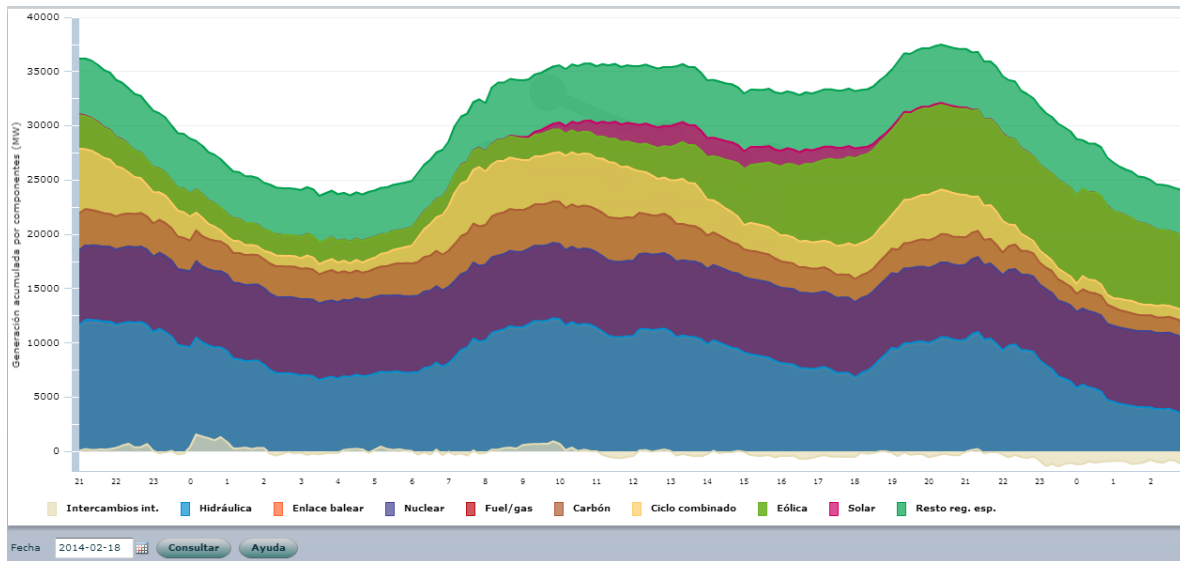


Figura 33. Estructura de generación en tiempo real 18/03/2014. Fuente: REE.

Comparando la segunda figura que corresponde con uno de los días más caros del mes de febrero observamos que la composición de la generación es distinta. Entre otras características destaca la disminución de la contribución de la eólica y la solar, así como el notable aumento de la generación a través del carbón.

Tabla 31. Precios contratación horaria mercado diario – Precio España. Fuente: REE.

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S 01	22,69	12,00	5,00	5,00	4,00	1,00	1,00	2,00	2,00	5,00	12,00	10,00	4,00	5,00	4,00	0,52	0,10	4,00	18,50	27,75	31,05	30,30	29,51	24,69
D 02	24,69	14,00	9,69	8,19	7,50	9,69	9,69	12,69	12,69	17,50	26,03	28,71	32,52	30,20	30,00	28,67	28,66	31,42	38,50	44,20	54,00	54,00	42,40	34,84
L 03	28,36	14,00	1,00	0,30	0,15	0,30	6,60	29,40	34,03	36,80	34,50	32,10	32,10	29,80	29,29	27,07	25,00	29,60	36,43	46,00	46,00	44,20	39,00	29,40
M 04	15,98	8,00	4,84	10,00	10,00	14,98	16,98	32,10	38,50	44,27	41,00	32,82	32,82	30,00	26,05	22,88	19,98	26,03	34,90	38,00	35,20	29,40	19,50	7,00
X 05	0,10	0	0	0	0	0	0	1,00	3,00	8,13	5,01	5,00	6,68	5,00	3,60	4,00	5,00	13,00	32,70	44,20	52,10	50,13	36,30	14,00
J 06	3,00	1,00	0	0	0	0	0,20	5,01	8,00	20,01	9,00	6,39	6,44	6,00	5,00	3,00	3,00	5,00	6,37	7,00	7,00	10,03	6,20	2,94
V 07	0,50	0	0	0	0	0	0	2,00	3,00	5,87	5,00	3,00	3,00	3,00	1,40	1,00	1,00	3,00	6,26	10,00	9,50	10,00	6,15	3,00
S 08	3,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,80	3,20	5,00	6,00	3,40	3,00
D 09	0,20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0,14	0,01	0	0	0	0	0,01	2,00	3,00	3,00	3,00	0,10
L 10	0	0	0	0	0	0	0	0	2,00	3,00	3,00	2,00	3,00	2,00	2,00	0,50	2,00	3,00	7,00	10,00	13,00	14,00	6,90	3,00
M 11	0,51	0	0	0	0	0	0	1,00	5,00	10,03	10,00	10,00	14,00	14,00	15,00	16,50	22,00	28,84	40,50	52,00	75,00	75,70	47,00	28,73
X 12	14,00	4,13	3,00	2,00	2,00	2,00	3,50	32,89	39,04	55,10	48,00	44,69	44,13	38,10	30,00	20,00	6,09	6,18	15,13	26,00	21,78	18,69	6,30	2,50
J 13	0,50	0	0	0	0	0	0	0,50	2,50	4,50	4,50	4,50	5,51	5,00	4,01	3,50	3,50	6,51	12,50	28,20	30,00	28,00	12,00	3,50
V 14	0,50	0	0	0	0	0	0	2,50	3,50	6,61	5,01	4,50	4,50	3,50	3,00	2,00	1,00	3,00	4,00	7,00	7,21	8,00	6,16	3,00
S 15	6,00	3,00	0,50	0,10	0,07	0,07	0,20	1,00	2,00	5,00	9,00	12,00	12,00	9,20	8,00	6,00	5,50	14,00	43,81	67,15	84,98	80,00	47,00	30,03
D 16	40,10	25,00	12,00	5,00	3,00	3,00	3,00	5,00	3,00	9,00	16,00	19,50	26,01	20,76	18,00	13,00	12,50	14,00	19,50	42,00	60,00	73,13	67,84	42,00
L 17	25,00	3,00	0	0	0	0	0,45	38,50	39,28	47,00	43,64	38,50	42,17	40,40	38,50	37,98	37,10	50,81	68,58	99,00	99,00	110,00	63,52	42,40
M 18	46,00	36,40	20,79	20,75	17,30	20,90	38,78	55,00	73,50	89,99	79,07	67,50	70,03	49,25	47,00	36,91	31,57	34,47	45,10	49,25	49,00	42,79	38,40	29,10
X 19	18,00	8,00	3,30	3,00	3,00	3,10	5,00	22,00	35,00	39,95	37,30	32,13	37,30	34,00	29,49	29,34	29,33	34,47	42,00	57,47	48,00	47,00	37,30	20,00
J 20	7,00	5,00	1,00	0,20	0,10	0,20	2,00	7,00	16,00	27,00	20,00	16,00	13,43	7,00	5,00	4,00	3,10	5,00	7,01	24,01	30,94	30,00	12,00	4,00
V 21	5,50	3,05	0,01	0	0	0,07	3,00	8,32	13,43	32,13	34,47	30,00	24,00	18,16	10,03	8,32	8,35	15,11	34,47	39,75	38,00	35,00	20,00	15,11
S 22	49,00	16,01	12,30	12,10	10,01	10,00	10,00	12,50	1,00	3,10	5,00	5,00	5,00	5,01	5,01	3,69	3,30	5,10	36,87	53,00	52,00	49,79	38,00	38,00
D 23	21,50	15,80	6,50	4,50	1,50	1,50	1,50	1,50	0,50	1,50	2,00	1,50	1,50	0,50	0,07	0	0	0	6,04	14,00	15,10	20,00	19,44	14,50
L 24	13,10	10,80	0,50	0,60	1,00	7,00	18,06	36,32	48,00	73,10	48,00	40,59	45,01	38,00	35,01	31,00	30,00	31,84	41,10	89,10	90,00	49,00	35,10	20,00
M 25	16,30	5,00	3,30	3,00	2,01	3,00	6,00	21,20	22,30	25,13	24,00	22,30	22,50	21,30	21,20	19,60	18,79	21,30	22,50	28,80	30,00	30,00	21,41	18,79
X 26	10,00	5,00	3,00	2,50	3,00	4,50	11,00	26,47	28,01	30,80	30,80	28,91	30,00	28,94	26,00	22,40	23,00	26,96	30,00	38,00	49,00	48,00	37,30	27,03
J 27	26,00	17,20	13,50	12,10	11,00	13,69	15,20	27,00	28,01	33,33	31,50	31,00	38,00	41,00	38,00	30,80	30,00	33,44	40,10	48,00	41,30	36,81	30,00	22,40
V 28	5,78	4,13	2,00	0,50	0,01	0,50	1,50	8,03	9,00	8,20	7,23	6,01	5,78	4,34	2,90	4,34	4,34	5,00	5,78	9,00	11,00	13,00	9,30	9,14

ANEXO II. Periodos tarifarios y horarios establecidos para la tarifa 6.X [16]

- Zona 1: Península Ibérica

Tabla 32. Aplicación periodos tarifarios 6.X Península. Fuente: Elaboración Propia.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Enero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	
Febrero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	
Marzo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Abril	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Junio (1-15)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Junio (15-30)	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Julio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Septiembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Diciembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

*Los sábados, domingos y festivos eléctricos se consideran periodo 6 en cualquier mes del año.

Zona 2: Baleares
Tabla 33. Aplicación periodos tarifarios 6.X Baleares. Fuente: Elaboración Propia.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Febrero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Marzo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Abril	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Mayo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Julio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Septiembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Octubre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Noviembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Diciembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5

*Los sábados, domingos y festivos eléctricos se consideran periodo 6 en cualquier mes del año.

- Zona 3: Canarias

Tabla 34. Aplicación periodos tarifarios 6.X Canarias. Fuente: Elaboración Propia.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Enero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Febrero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Marzo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Abril	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Julio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Septiembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Octubre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Noviembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Diciembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

*Los sábados, domingos y festivos eléctricos se consideran periodo 6 en cualquier mes del año.

- Zona 4: Ceuta

Tabla 35. Aplicación periodos tarifarios 6.X Ceuta. Fuente: Elaboración Propia.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2
Febrero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2
Marzo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4
Abril	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Julio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2
Septiembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4
Diciembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2

*Los sábados, domingos y festivos eléctricos se consideran periodo 6 en cualquier mes del año.

- Zona 4: Melilla

Tabla 36. Aplicación periodos tarifarios 6.X Melilla. Fuente: Elaboración Propia.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2
Febrero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2
Marzo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4
Abril	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Julio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Septiembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Diciembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4

*Los sábados, domingos y festivos eléctricos se consideran periodo 6 en cualquier mes del año.

ANEXO III. Evolución peajes de acceso a la energía. [2008-2016]

En este Anexo se refleja cómo han evolucionado los peajes para poder realizar un análisis de los momentos históricos, sociales y económicos en los cuales se han producido estos cambios.

Para ello, en primer lugar se dispone de la siguiente tabla resumen que presenta las normativas y las fechas en las que se han producido cambios destacables en la estructura o en la composición de los peajes.

A continuación, se mostrarán mediante tablas la composición de los peajes para cada uno de los cambios mostrados en la tabla.

Tabla 37. Resumen modificaciones peajes de acceso. Fuente: Elaboración propia.

	Fecha Publicación	Orden	Objeto
2016	-	-	
2015	18-dic	IET/2735/2015	Modificación valores peajes 6.1B
2014	26-dic	IET/2444/2014	Modificación valores peajes 6.1A-6.1B
			Interrumpibilidad sale de la tarifa
	13-dic	IET/1054/2014	Aparición peajes 6.1A-6.1B. Inicialmente toman el valor de 6.1
	01-feb	IET/107/2014	Revisión peajes de acceso
2013	03-ago	IET/1491/2013	Revisión peajes de acceso
2012	16-abr	IET/843/2012	Establece peajes 2.0A y 2.0DHA del 1/11/2011-22/12/2011 con carácter retroactivo
			Peajes a partir del 1/1/2012 con carácter retroactivo
			Peajes a partir de 1/4/2012
2011	31-dic	IET/3586/2011	Peajes a partir del 1/1/2012
	30-sep	IET/2585/2011	Se establecen los precios para la tarifa supervalve (DHS)
			Revisión peajes de acceso a partir del 1/11/2011

	31-mar	IET/688/2011	Revisión peajes de acceso a partir del 1/4/2011
2010	29-dic	ITC/3353/2010	Revisión peajes a partir de 1/1/2011
	30-jun	ITC/1732/2010	Revisión peajes a partir de 1/7/2010
2009	31-dic	ITC/3519/2009	Revisión peajes a partir del 1/1/2010
	29-jun	ITC/1723/2009	Revisión peajes a partir del 1/7/2009
			Aparición de la tarifa 2.1, se ajusta la tarifa 2.0 hasta 10 kW
2008	31-dic	ITC/3801/2008	Revisión peajes a partir del 1/1/2009

Tabla 38. Peajes de acceso según IET/2735/2015.

IET/2735/2015. 18 de diciembre

BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	
2.0A	Pc < 10 kW	38,043426	0,044027	-	-		
2.0DHA	Pc < 10 kW	38,043426	-	0,062012	0,002215		
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	44,44471	0,05736	-	-		
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	44,44471	-	0,074568	0,013192		

TARIFA	Colectivo de aplicación	Termino Potencia (€/kW año)			Termino de Energia (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	40,728885	24,43733	16,291555	0,018762	0,012575	0,004670

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)		
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0DHS	T < 1 kV y Pc < 10 kW	38,043426	0,062012	0,002879	0,000886
2.1DHS	T < 1 kV y 10 kW < Pc < 15 kW	38,043426	0,074568	0,017809	0,006596

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	59,173468	36,490689	8,367731	0,014335	0,012754	0,007805

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	1 kV < T < 30 kV	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1B	30 kV < T < 36 kV	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	18,916198	9,466286	6,92775	6,92775	6,92775	3,160887
6.4	T > 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

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	1 kV < T < 30 kV	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B	30 kV < T < 36 kV	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	T > 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 39. Peajes de acceso según IET/2444/2014

IET/2444/2014. 19 de diciembre

BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	
2.0A	Pc < 10 kW	38,043426	0,044027	-	-		
2.0DHA	Pc < 10 kW	38,043426	-	0,062012	0,002215		
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	44,44471	0,05736	-	-		
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	44,44471	-	0,074568	0,013192		

TARIFA	Colectivo de aplicación	Termino Potencia (€/kW año)			Termino de Energia (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	40,728885	24,43733	16,291555	0,018762	0,012575	0,004670

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)		
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0DHS	T < 1 kV y Pc < 10 kW	38,043426	0,062012	0,002879	0,000886
2.1DHS	T < 1 kV y 10 kW < Pc < 15 kW	38,043426	0,074568	0,017809	0,006596

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	59,173468	36,490689	8,367731	0,014335	0,012754	0,007805

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	1 kV < T < 30 kV	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1B	30 kV < T < 36 kV	33,237522	16,633145	12,172701	12,172701	12,172701	5,553974
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	18,916198	9,466286	6,92775	6,92775	6,92775	3,160887
6.4	T > 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

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	1 kV < T < 30 kV	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B	30 kV < T < 36 kV	0,023381	0,017462	0,009306	0,004631	0,00299	0,001871
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	T > 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 40. Peajes según IET/107/2014.

IET/107/2014, 31 de enero

BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	
2.OA	Pc < 10 kW	38,043426	0,044027	-	-	-	-
2.ODHA	Pc < 10 kW	38,043426	-	0,062012	0,002215	-	-
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	44,44471	0,05736	-	-	-	-
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	44,44471	-	0,074568	0,013192	-	-

TARIFA	Colectivo de aplicación	Termino Potencia (€/kW año)			Termino de Energia (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.OA	Pc > 15 kW	40,728885	24,43733	16,291555	0,018762	0,012575	0,004670

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)		
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.ODHS	T < 1 kV y Pc < 10 kW	38,043426	0,062012	0,002879	0,000886
2.1DHS	< 1 kV y 10 kW < Pc < 15 kW	38,043426	0,074568	0,017809	0,006596

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	59,173468	36,490689	8,367731	0,014335	0,012754	0,007805

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	18,916198	9,466286	6,92775	6,92775	6,92775	3,160887
6.4	T > 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

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	T > 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 41. Peajes según IET/1491/2013.
IET/1491/2013, 1 de agosto

BAJA TENSIÓN						
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)			
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	
2.0A	Pc < 10 kW	31,649473	0,053255	-	-	
2.0DHA	Pc < 10 kW	31,649473	-	0,074558	0,002663	
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	39,978187	0,060781	-	-	
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	39,978187	-	0,079015	0,013979	

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	39,688104	23,812861	15,875243	0,018283	0,012254	0,004551

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)		
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0DHS	T < 1 kV y Pc < 10 kW	31,649473	0,074558	0,003728	0,001332
2.1DHS	T < 1 kV y 10 kW < Pc < 15 kW	39,978187	0,079015	0,018872	0,006989

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	57,605223	35,523594	8,145965	0,013955	0,012416	0,007598

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	38,102134	19,067559	13,954286	13,954286	13,954286	6,366846
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	21,550117	10,784384	7,892379	7,892379	7,892379	3,601014
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	18,396962	9,206443	6,737588	6,737588	6,737588	3,074123
6.4	T > 145 kV	13,320989	6,666262	4,878598	4,878598	4,878598	2,225932
6.5	Conexiones internacionales	13,320989	6,666262	4,878598	4,878598	4,878598	2,225932

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,025967	0,019393	0,010334	0,005143	0,003321	0,00208
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,015159	0,011321	0,006034	0,003002	0,001938	0,001213
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,014635	0,010929	0,005823	0,002897	0,001871	0,001173
6.4	T > 145 kV	0,008227	0,006825	0,003912	0,002221	0,001434	0,000989
6.5	Conexiones internacionales	0,008227	0,006825	0,003912	0,002221	0,001434	0,000989

Tabla 42. Peajes de acceso según IET/843/2012 para 1/4/12-1/8/13.

IET/843/2012, 25 de abril	DESDE	HASTA
	Vigencia 01/04/2012	01/08/2013

BAJA TENSIÓN								
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)					
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2			
2.0A	Pc < 10 kW	17,893189	0,068998	-	-			
2.0DHA	Pc < 10 kW	17,893189	-	0,096598	0,00345			
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	35,517224	0,062999	-	-			
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	35,517224	-	0,081898	0,014489			
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)			
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	
3.0A	Pc > 15 kW	15,754249	9,452549	6,3017	0,068219	0,045724	0,016983	
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)					
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3			
2.0DHS	T < 1 kV y Pc < 10 kW	17,893189	0,096598	0,00483	0,001725			
2.1DHS	T < 1 kV y 10 kW < Pc < 15 kW	35,517224	0,081898	0,019561	0,007245			
ALTA TENSIÓN								
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)			
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	
3.1A	1 kV < T < 36 kV	25,588674	15,779848	3,618499	0,043392	0,038608	0,023627	
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
6.1	1 kV < T < 36 kV	17,683102	8,849205	6,476148	6,476148	6,476148	2,954837	
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	15,229334	7,621257	5,577495	5,577495	5,577495	2,544814	
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	14,301121	7,15675	5,237553	5,237553	5,237553	2,38971	
6.4	T > 145 kV	10,712324	5,3608	3,923216	3,923216	3,923216	1,790025	
6.5	Conexiones internacionales	10,712324	5,3608	3,923216	3,923216	3,923216	1,790025	
TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,075697	0,056532	0,030124	0,014992	0,009682	0,006062	
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,025252	0,018858	0,010051	0,005	0,003229	0,002021	
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,020376	0,015217	0,008108	0,004033	0,002605	0,001633	
6.4	T > 145 kV	0,010659	0,008843	0,005069	0,002878	0,001858	0,001281	
6.5	Conexiones internacionales	0,010659	0,008843	0,005069	0,002878	0,001858	0,001281	

Tabla 43. Peajes de acceso según IET/843/2012 para 1/1/12-1/4/12.

IET/843/2012, 25 de abril	DESDE	HASTA
	Vigencia 01/01/2012	01/04/2012

BAJA TENSIÓN

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)		
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2
2.0A	Pc < 10 kW	23,182742	0,089395	-	-
2.0DHA	Pc < 10 kW	23,182742	-	0,125153	0,00447
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	38,320596	0,067971	-	-
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	38,320596	-	0,088362	0,015633

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	16,997731	10,198638	6,799093	0,073603	0,049333	0,018323

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)		
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0DHS	T < 1 kV y Pc < 10 kW	23,182742	0,125153	0,006258	0,002235
2.1DHS	T < 1 kV y 10 kW < Pc < 15 kW	38,320596	0,088362	0,021105	0,007817

ALTA TENSIÓN

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	25,588674	15,779848	3,618499	0,043392	0,038608	0,023627

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	17,683102	8,849205	6,476148	6,476148	6,476148	2,954837
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	15,229334	7,621257	5,577495	5,577495	5,577495	2,544814
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	14,301121	7,15675	5,237553	5,237553	5,237553	2,38971
6.4	T > 145 kV	10,712324	5,3608	3,923216	3,923216	3,923216	1,790025
6.5	Conexiones internacionales	10,712324	5,3608	3,923216	3,923216	3,923216	1,790025

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,075697	0,056532	0,030124	0,014992	0,009682	0,006062
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,025252	0,018858	0,010051	0,005	0,003229	0,002021
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,020376	0,015217	0,008108	0,004033	0,002605	0,001633
6.4	T > 145 kV	0,010659	0,008843	0,005069	0,002878	0,001858	0,001281
6.5	Conexiones internacionales	0,010659	0,008843	0,005069	0,002878	0,001858	0,001281

Tabla 44. Peajes de acceso según IET/843/2012 para 1/11/11-31/12/11.

IET/843/2012, 25 de abril	DESDE	HASTA
	Vigencia 01/11/2011	22/12/2011

BAJA TENSIÓN

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)		
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2
2.0A	Pc < 10 kW	23,182742	0,089395	-	-
2.0DHA	Pc < 10 kW	23,182742	-	0,125153	0,00447
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	33,768392	0,059896	-	-
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	33,768392	-	0,077865	0,013776

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	14,978526	8,987115	5,991411	0,064859	0,043473	0,016146

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)		
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0DHS	T < 1 kV y Pc < 10 kW	16,633129	0,082306	0,01256	0,006274
2.1DHS	T < 1 kV y 10 kW < Pc < 15 kW	33,768392	0,077865	0,018598	0,006888

ALTA TENSIÓN

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	24,493015	15,104184	3,463562	0,041534	0,036955	0,022615

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	16,925945	8,470298	6,198851	6,198851	6,198851	2,828316
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	14,577242	7,294929	0,338677	5,338677	5,338677	2,43585
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	13,688774	6,850312	5,013291	5,013291	5,013291	2,287387
6.4	T > 145 kV	10,253643	5,131261	3,755231	3,755231	3,755231	1,71338
6.5	Conexiones internacionales	10,253643	5,131261	3,755231	3,755231	3,755231	1,71338

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,072456	0,054111	0,028834	0,01435	0,009268	0,005803
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,024171	0,018051	0,009621	0,004786	0,003091	0,001935
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,019503	0,014566	0,007761	0,003861	0,002494	0,001563
6.4	T > 145 kV	0,010203	0,008464	0,004852	0,00458	0,001637	0,001226
6.5	Conexiones internacionales	0,010203	0,008464	0,004852	0,002755	0,001779	0,001226

Tabla 45. Peajes de acceso según IET/3596/2011 derogados.

		DESDE	HASTA				
IET/3586/2011, 30 diciembre		Vigencia	01/01/2012	-			
BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2		
2.0A	Pc < 10 kW	16,633129	0,063669	-	-		
2.0DHA	Pc < 10 kW	16,633129	-	0,081246	0,009937		
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	33,768392	0,059896	-	-		
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	33,768392	-	0,077865	0,013776		
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	14,978526	8,987115	5,991411	0,064859	0,043473	0,016146
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3		
2.0DHS	T < 1 kV y Pc < 10 kW	16,633129	0,082306	0,01256	0,006274		
2.1DHS	T < 1 kV y 10 kW < Pc < 15 kW	33,768392	0,077865	0,018598	0,006888		
ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	24,493015	15,104184	3,463562	0,041534	0,036955	0,022615
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	16,925945	8,470298	6,198851	6,198851	6,198851	2,828316
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	14,577242	7,294929	0,338677	5,338677	5,338677	2,43585
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	13,688774	6,850312	5,013291	5,013291	5,013291	2,287387
6.4	T > 145 kV	10,253643	5,131261	3,755231	3,755231	3,755231	1,71338
6.5	Conexiones internacionales	10,253643	5,131261	3,755231	3,755231	3,755231	1,71338
TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,072456	0,054111	0,028834	0,01435	0,009268	0,005803
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,024171	0,018051	0,009621	0,004786	0,003091	0,001935
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,019503	0,014566	0,007761	0,003861	0,002494	0,001563
6.4	T > 145 kV	0,010203	0,008464	0,004852	0,00458	0,001637	0,001226
6.5	Conexiones internacionales	0,010203	0,008464	0,004852	0,002755	0,001779	0,001226

Tabla 46. Peajes de acceso según IET/688/2011.

IET/688/2011, 31 marzo

BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2		
2.0A	Pc < 10 kW	16,633129	0,064139	-	-		
2.0DHA	Pc < 10 kW	16,633129	-	0,0897946	0,00320695		
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	31,773045	0,056357	-	-		
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	31,773045	-	0,073264	0,012962		

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	14,093457	8,456074	5,637383	0,061027	0,040904	0,015192

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	24,01276	14,808024	3,395649	0,04072	0,03623	0,022172

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	16,594064	8,304214	6,077305	6,077305	6,077305	2,772859
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	14,291414	7,151891	5,233997	5,233997	5,233997	2,388088
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	13,4203167	6,715992	4,914991	4,914991	4,914991	2,242536
6.4	T > 145 kV	10,052591	5,030648	3,681599	3,681599	3,681599	1,679784
6.5	Conexiones internacionales	10,052591	5,030648	3,681599	3,681599	3,681599	1,679784

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,071035	0,05305	0,028269	0,014069	0,009086	0,005689
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,023697	0,017697	0,009432	0,004692	0,00303	0,001897
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,019121	0,01428	0,007609	0,003785	0,002445	0,001532
6.4	T > 145 kV	0,010003	0,008298	0,004757	0,002701	0,001744	0,001202
6.5	Conexiones internacionales	0,010003	0,008298	0,004757	0,002701	0,001744	0,001202

Tabla 47. Peajes de acceso según IET/1732/2010.

IET/1732/2010, 30 junio

BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2		
2.0A	Pc < 10 kW	16,633129	0,55479	-	-		
2.0DHA	Pc < 10 kW	16,633129	-	0,721227	0,110958		
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	29,694435	0,05267	-	-		
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	29,694435	-	0,068471	0,012114		

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	13,171455	7,902873	5,268582	0,057035	0,038228	0,014198

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	23,541922	14,517671	3,329068	0,039922	0,03552	0,021737

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	16,26869	8,141386	5,958142	5,958142	5,958142	2,718489
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	14,01119	7,011658	5,13137	5,13137	5,13137	2,341263
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	13,157223	6,584306	4,818619	4,818619	4,818619	2,198565
6.4	T > 145 kV	9,855481	4,932008	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847
6.5	Conexiones internacionales	9,855481	4,932008	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,069642	0,05201	0,027715	0,013793	0,008908	0,005577
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,023232	0,01735	0,009247	0,0046	0,002971	0,00186
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,018746	0,014	0,00746	0,003711	0,002397	0,001502
6.4	T > 145 kV	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,00171	0,001178
6.5	Conexiones internacionales	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,00171	0,011178

Tabla 48. Peajes de acceso según IET/3519/2009.

IET/3519/2009, 31 diciembre

BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2		
2.0A	Pc < 10 kW	16,633129	0,057979	-	-		
2.0DHA	Pc < 10 kW	16,633129	-	0,0753727	0,01333517		
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	29,694435	0,05267	-	-		
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	29,694435	-	0,068471	0,012114		

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	13,171455	7,902873	5,268582	0,057035	0,038228	0,014198

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	23,541922	14,517671	3,329068	0,039922	0,03552	0,021737

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	16,26869	8,141386	5,958142	5,958142	5,958142	2,718489
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	14,01119	7,011658	5,13137	5,13137	5,13137	2,341263
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	13,157223	6,584306	4,818619	4,818619	4,818619	2,198565
6.4	T > 145 kV	9,855481	4,932008	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847
6.5	Conexiones internacionales	9,855481	4,932008	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,069642	0,05201	0,027715	0,013793	0,008908	0,005577
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,023232	0,01735	0,009247	0,0046	0,002971	0,00186
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,018746	0,014	0,00746	0,003711	0,002397	0,001502
6.4	T > 145 kV	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,00171	0,001178
6.5	Conexiones internacionales	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,00171	0,01178

Tabla 49. Peajes de acceso según IET/1723/2009.

IET/1723/2009, 29 jun

BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2		
2.0A	Pc < 10 kW	16,102425	0,05194	-	-		
2.0DHA	Pc < 10 kW	16,102425	-	0,07791	0,020776		
2.1A	10 kW < Pc < 15 kW	24,339701	0,043172	-	-		
2.1DHA	10 kW < Pc < 15 kW	24,339701	-	0,064758	0,017269		

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	10,8855	6,5313	4,3542	0,047529	0,033242	0,012907

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	19,618268	12,098059	2,774223	0,033268	0,0296	0,019761

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	13,119911	6,565634	0,804953	4,804953	4,804953	2,19233
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	11,299347	5,654563	4,138202	4,138202	4,138202	1,888115
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	10,610664	5,309924	3,885983	3,885983	3,885983	1,773036
6.4	T > 145 kV	9,855481	4,932008	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847
6.5	Conexiones internacionales	9,855481	4,932008	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,046428	0,038526	0,022084	0,012539	0,008098	0,005577
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,015488	0,012852	0,007368	0,004182	0,002701	0,00186
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,012497	0,01037	0,005944	0,003374	0,002179	0,001502
6.4	T > 145 kV	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,00171	0,001178
6.5	Conexiones internacionales	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,00171	0,01178

Tabla 50. Peajes de accesos según IET/3801/2008.

IET/3801/2008, 31 diciembre

BAJA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)	Te (€/kWh)				
			Sin DH	Periodo 1	Periodo 2		
2.0A	Pc < 10 kW	19,70826	0,034957	-	-		
2.0DHA	Pc < 10 kW	19,70826	-	0,043997	0,007177		

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0A	Pc > 15 kW	21,24	21,24	21,24	0,04637	0,032431	0,012592

ALTA TENSIÓN							
TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)			Te (€/kWh)		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1 kV < T < 36 kV	15,090975	9,306199	2,134018	0,025591	0,022769	0,015201

TARIFA	Colectivo de aplicación	Tp (€/kW año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	10,092239	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	8,691805	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	8,162049	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874
6.4	T > 145 kV	7,581139	3,793852	2,77647	2,77647	2,77647	1,266805
6.5	Conexiones internacionales	7,581139	3,793852	2,77647	2,77647	2,77647	1,266805

TARIFA	Colectivo de aplicación	Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	1 kV < T < 36 kV	0,035715	0,029635	0,016988	0,009645	0,006229	0,00429
6.2	36 kV < T < 72,5 kV	0,011914	0,009886	0,005668	0,003217	0,002078	0,001431
6.3	72,5 kV < T < 145 kV	0,009613	0,007977	0,004572	0,002595	0,001676	0,001155
6.4	T > 145 kV	0,007544	0,006258	0,003588	0,002037	0,001315	0,000906
6.5	Conexiones internacionales	0,007544	0,006258	0,003588	0,002037	0,001315	0,000906

ANEXO IV. Papel actual de la energía nuclear en España

En el panorama social actual en el cual las energías renovables, limpias y la sostenibilidad energética son bandera tanto de la sociedad como de los políticos y grandes y pequeñas empresas eléctricas parece que la energía nuclear no tiene hueco en el mix energético de generación.

Tal y como se muestra en la siguiente figura la energía nuclear ha supuesto el 21,7% de la energía generada y consumida por los españoles en el año 2015, de largo la energía más cuantiosa en el sistema español, no siendo además, la energía con mayor porcentaje de MW instalados. Esto demuestra su alto potencial y sus capacidades de generación.

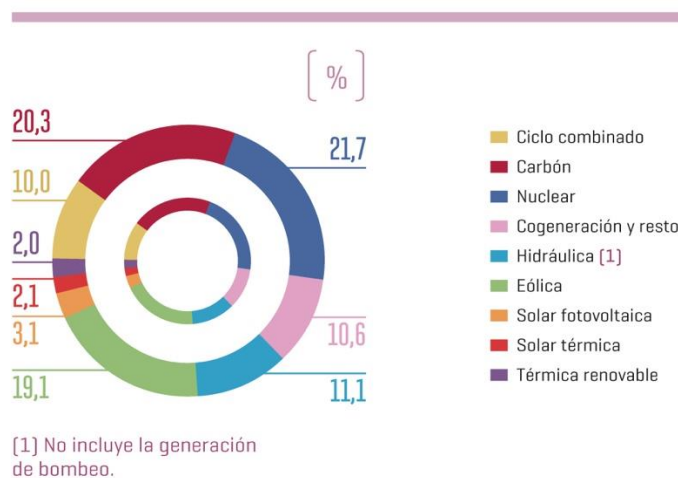


Figura 34. Cobertura de la demanda peninsular 2015. Fuente: [4]

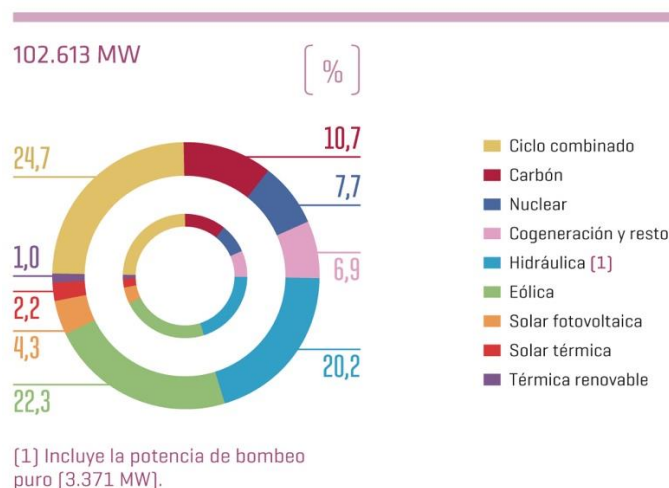


Figura 35. Potencia instalada a 31/12/2015. Fuente: [4]

A priori, según los datos mostrados y la influencia vista en el apartado 2.4 de esta energía en la formación del precio en España parecen todo ventajas.

Otras de las ventajas que ofrece este tipo de energía son las siguientes [37]:

- ✓ Reduce la cantidad de energía generada a partir de combustibles fósiles (carbón y petróleo), y, por tanto, reduce la cantidad de emisiones de gases contaminantes, CO₂ principalmente.
- ✓ Es necesaria poca cantidad de combustible nuclear para generar grandes cantidades de energía. Supone un ahorro en materia prima pero también en transporte, extracción, etc.
- ✓ Genera electricidad de manera continua. Es decir, en el mix energético supone un “colchón” en la generación. Este aspecto favorece la planificación energética ya que su producción no depende de aspectos naturales, que es uno de las principales desventajas que presentan las energías renovables ante la dificultad del almacenamiento de energía.

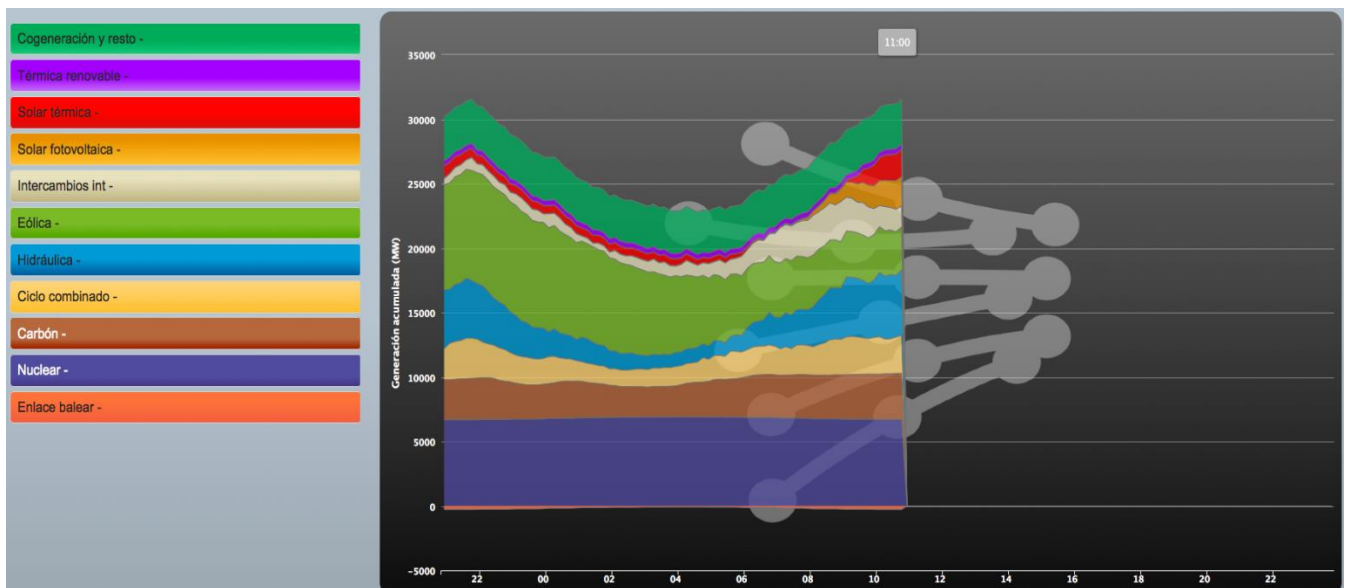


Figura 36. Estructura de generación (MW) a las 11:00 de 12/8/16. Fuente: [4]

Las energías renovables, como es el caso de la energía solar o la eólica no siempre generan la energía en las horas en la que existe una mayor demanda. Es decir, son menos estables. Este es uno de los hechos principales que plantean los defensores de las nucleares para defender que no es posible un mix energético sin la estabilidad que aportan las nucleares en combinación con el resto de energías igualmente limpias.

Las principales desventajas que presenta, en cambio, la energía nuclear son las siguientes [37]:

- ✓ A pesar de los altísimos niveles de seguridad existente en las centrales nucleares, cualquier error puede convertirse en una catástrofe en el caso de la energía nuclear.

Prueba de ello son los dos graves accidentes ocurridos en las centrales nucleares de Chernóbil (26 de abril de 1986) y Fukushima (11 de marzo de 2011), que son considerados los peores de la historia.

En ambos accidentes, además del propio accidente, son muy cuestionadas las decisiones humanas tomadas durante el desarrollo de los hechos.

Este aspecto es uno de los más importantes en la actualidad global, llegando incluso a tener que aumentar la seguridad de las centrales nucleares alrededor del mundo por amenazas terroristas, cuyas consecuencias podrían ser devastadoras.

- ✓ Difícil gestión de los residuos nucleares generados. Estos tardan muchos años en perder su radiactividad y su peligrosidad.
- ✓ La construcción de los reactores nucleares tiene fecha de caducidad. Es decir, llegada una fecha estos tienen que ser desmantelados y, por tanto, para mantener estable el número de reactores habría que estar continuamente construyendo nuevos.

El hecho de que estas instalaciones tengan una vida limitada incurre en que haya que realizar nuevas inversiones sobre los mismos que habitualmente tienen un elevado coste. Para recuperar la inversión habría que encarecer los precios de venta de esta energía en el mercado eléctrico.

- ✓ Otra de las desventajas relacionada con la seguridad en este caso a la referencia a la utilidad potencial de esta energía en la industria militar. Este hecho sólo se dio sobre Japón durante la Segunda Guerra Mundial, y a pesar de que existe el Tratado de No Proliferación Nuclear, siempre existe la posibilidad de emplear la energía nuclear como arma.

Más allá de estas ventajas o inconvenientes, así como el tema energético en general, la discusión sobre estar a favor o en contra de las renovables es un tema de actualidad. Tal y como se ha mostrado existen motivos para dotar a esta energía de poderosa y necesaria pero a la vez poco segura.

El rumbo que España tome en un futuro cercano acerca del tema nuclear se encontrará probablemente ligado a las decisiones políticas que desarrolle el gobierno vigente en cada momento, o hasta que la Unión Europea establezca una normativa específica en esta materia.

Actualmente el parque nuclear español se encuentra distribuido de la siguiente manera.

En España se encuentran en funcionamiento 6 centrales nucleares, todas ellas en la Península Ibérica, dos de las cuales disponen de dos reactores cada una (Almaraz y Ascó), por lo que en total existe un total de 8 reactores con un potencia total instalada de 7.728 MWe.



Figura 37. Mapa de ubicación de centrales nucleares. Fuente: [38]

Central	Emplazamiento	Propietarios	Potencia eléctrica(MW)	Tipo	Año entrada en servicio
Sta.María Garoña	V. Tobalina Burgos	Nuclenor: Iberdrola Generación, S.A.(50%) y Endesa Generación, S.A. (50%)	466.00	B.W.R.	1971
Almaraz I	Almaraz Cáceres	Iberdrola Generación, S.A. (52,7%), Endesa Generación, S.A. (36,0%) Gas Natural, S.A. (11,3%)	1035.30	P.W.R.	1981
Ascó I	Ascó Tarragona	Endesa Generación, S.A.(100%)	1032.50	P.W.R.	1983
Almaraz II	Almaraz Cáceres	Iberdrola Generación, S.A. (52,7%), Endesa Generación, S.A.(36%) Gas Natural, S.A. (11,3%)	1045.00	P.W.R.	1983
Cofrentes	Cofrentes Valencia	Iberdrola Generación, Nuclear S.A.	1092.02	B.W.R.	1984
Ascó II	Ascó Tarragona	Endesa Generación, S.A.(85%), Iberdrola Generación, S.A. (15%)	1027.21	P.W.R.	1985
Vandellós II	Vandellós L'Hospitalet del Infant Tarragona	Endesa Generación, S.A.(72%), Iberdrola Generación, S.A. (28%)	1087.14	P.W.R.	1987
Trillo	Trillo Guadalajara	Iberdrola Generación, S.A. (48%), Gas Natural S. A.(34,5%) Hidroeléctrica Cantábrico (15,5%), Nuclenor (2%).	1066.00	P.W.R.	1988

BWR: Reactor de agua en ebullición. PWR: Reactor de agua a presión.

Figura 38. Relación de centrales nucleares en España. Fuente: [38]

ANEXO V. Evolución del Régimen Especial en España

En el informe mensual publicado por la CNMC sobre las fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de producción eléctrica en España, se obtiene los datos que se presentan a continuación.

En primer lugar se presenta la retribución anual total recibida por los productores de energía según fuente de energía desde el año 2008 hasta marzo del 2016.

Tabla 51. Retribución anual total 2008-2016. Fuente: CNMC.

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2013	COGENERACIÓN	6.018	25.337	25.090	1.037	2.839.869	11,208	1.698.173
	SOLAR FV	4.644	8.271	8.259	60.990	3.267.987	39,509	2.891.221
	SOLAR TE	2.300	4.336	4.326	50	1.319.230	30,424	1.121.719
	EÓLICA	23.001	54.579	47.884	1.354	4.215.287	7,723	2.125.444
	HIDRÁULICA	2.098	7.049	5.703	1.087	546.717	7,756	257.488
	BIOMASA	701	4.078	4.041	202	506.557	12,422	328.642
	RESIDUOS	755	3.296	3.172	40	259.817	7,884	111.322
	TRAT.RESIDUOS	628	4.445	4.444	51	584.880	13,158	384.588
	OTRAS TECN. RENOVABLES	5	2	0	2	196	9,743	115
Total 2013		40.151	111.394	102.919	64.813	13.540.541	12,156	8.918.711
2012	COGENERACIÓN	6.054	26.921	26.921	1.011	3.260.504	12,111	1.967.692
	SOLAR FV	4.539	8.167	6.392	60.171	2.877.628	35,234	2.487.750
	SOLAR TE	1.950	3.436	3.436	43	1.092.186	31,782	931.667
	EÓLICA	22.632	48.335	48.335	1.302	4.097.413	8,477	2.053.312
	HIDRÁULICA	2.034	4.633	4.633	1.059	398.300	8,596	186.739
	BIOMASA	839	4.197	4.197	201	548.016	13,056	353.127
	RESIDUOS	610	2.848	2.848	35	234.491	8,234	97.677
	TRAT.RESIDUOS	653	4.502	4.502	51	685.294	15,222	469.018
	OTRAS TECN. RENOVABLES	0	0	0	1	9	7,103	0
Total 2012		39.311	103.041	101.266	63.874	13.193.840	12,804	8.546.982
2011	COGENERACIÓN	6.119	25.076	25.076	1.017	2.703.383	10,781	1.438.930
	SOLAR FV	4.247	7.411	5.851	57.994	2.665.435	35,967	2.287.260
	SOLAR TE	999	1.774	1.774	23	518.926	29,247	426.901
	EÓLICA	21.065	41.853	41.853	1.216	3.657.273	8,738	1.710.775
	HIDRÁULICA	2.035	5.270	5.270	1.059	458.044	8,691	206.025
	BIOMASA	765	3.734	3.734	192	463.068	12,401	281.809
	RESIDUOS	599	2.967	2.967	35	242.710	8,179	92.943
	TRAT.RESIDUOS	653	4.413	4.413	51	587.161	13,306	364.437
	OTRAS TECN. RENOVABLES	0	0	0	1	9	6,977	0
Total 2011		36.481	92.498	90.939	61.588	11.296.010	12,212	6.809.080
2010	COGENERACIÓN	6.007	23.731	23.731	968	2.232.913	9,409	1.335.803
	SOLAR FV	3.839	6.405	6.405	55.040	2.897.294	45,234	2.656.291
	SOLAR TE	532	692	692	13	211.503	30,584	184.319
	EÓLICA	19.701	43.150	43.150	1.138	3.366.282	7,801	1.960.011
	HIDRÁULICA	2.030	6.754	6.754	1.053	528.554	7,826	297.097
	BIOMASA	709	3.142	3.142	170	362.498	11,538	243.422
	RESIDUOS	627	3.127	3.127	37	211.164	6,754	93.194
	TRAT.RESIDUOS	658	4.285	4.285	52	517.420	12,075	355.855
	Total 2010		34.104	91.285	91.285	58.471	10.327.629	11,314
2009	COGENERACIÓN	5.911	22.036	22.036	953	1.879.759	8,531	1.048.316
	SOLAR	3.630	6.204	6.204	52.121	2.868.337	46,236	2.634.262
	EÓLICA	18.856	38.275	38.275	1.098	3.065.472	8,009	1.621.278
	HIDRÁULICA	2.017	5.444	5.444	1.042	439.406	8,072	234.012
	BIOMASA	670	3.025	3.025	149	338.711	11,198	224.587
	RESIDUOS	587	2.928	2.928	37	198.428	6,778	87.966
	TRAT.RESIDUOS	658	3.926	3.926	52	473.659	12,066	325.537
	Total 2009		32.329	81.836	81.836	55.452	9.263.772	11,320
2008	COGENERACIÓN	6.060	21.188	21.188	864	2.106.481	9,942	741.113
	SOLAR	3.463	2.549	2.549	51.313	1.155.068	45,321	990.830
	EÓLICA	16.323	32.131	32.131	732	3.226.384	10,041	1.155.818
	HIDRÁULICA	1.981	4.640	4.640	951	446.051	9,613	147.033
	BIOMASA	587	2.488	2.488	102	290.032	11,655	129.669
	RESIDUOS	569	2.732	2.732	33	239.335	8,761	63.301
TRAT.RESIDUOS	571	3.140	3.140	45	349.548	11,133	147.211	
Total 2008		29.554	68.867	68.867	54.038	7.812.899	11,345	3.374.574

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Inversión (miles €)	Retribución Operación (miles €)	Retribución Específica (miles €)
2016	COGENERACIÓN	6.086	5.746	5.657	1.067	411.043	7,153	13.894	223.500	237.394
	SOLAR FV	4.671	1.547	1.534	61.364	644.683	41,673	573.074	29.392	602.466
	SOLAR TE	2.300	580	577	51	298.997	51,528	260.450	22.712	283.162
	EÓLICA	23.020	17.149	12.709	1.357	733.878	4,279	313.556	0	313.556
	HIDRÁULICA	2.103	1.959	860	1.093	75.180	3,838	18.590	0	18.590
	BIOMASA	742	796	793	211	88.905	11,175	32.610	32.046	64.656
	RESIDUOS	754	804	754	40	50.549	6,289	20.102	6.157	26.259
	TRAT.RESIDUOS	628	351	350	51	32.444	9,242	222	21.613	21.835
	OTRAS TECN. RENOVABLES	5	0	0	2	61	60,160	58	0	58
Total 2016		40.309	28.932	23.236	65.236	2.335.739	8,073	1.232.557	335.418	1.567.976
2015	COGENERACIÓN	6.086	23.162	22.986	1.067	2.323.951	10,034	55.001	1.093.718	1.148.719
	SOLAR FV	4.662	8.197	8.143	61.320	2.857.249	34,859	2.285.828	144.709	2.430.537
	SOLAR TE	2.300	5.085	5.085	51	1.538.478	30,257	1.082.349	191.416	1.273.765
	EÓLICA	23.020	48.037	34.722	1.357	3.396.481	7,071	1.253.570	0	1.253.570
	HIDRÁULICA	2.103	5.487	2.239	1.092	344.006	6,270	73.715	0	73.715
	BIOMASA	742	3.494	3.441	211	436.502	12,494	122.984	138.348	261.332
	RESIDUOS	754	3.555	3.301	40	285.199	8,022	80.392	24.414	104.806
	TRAT.RESIDUOS	628	1.511	1.507	51	191.601	12,683	888	114.601	114.950
	OTRAS TECN. RENOVABLES	5	5	5	2	645	12,608	379	0	379
Total 2015		40.300	98.531	81.427	65.191	11.374.112	11,544	4.955.107	1.706.666	6.661.773
2014	COGENERACIÓN	6.016	21.624	21.497	1.038	2.056.509	9,511	53.233	1.058.110	1.111.344
	SOLAR FV	4.645	8.168	8.131	61.072	2.803.915	34,327	2.286.896	151.493	2.438.389
	SOLAR TE	2.300	4.959	4.945	51	1.461.378	29,470	1.051.390	188.076	1.239.466
	EÓLICA	23.020	51.010	37.544	1.357	3.007.490	5,896	1.253.752	0	1.253.752
	HIDRÁULICA	2.094	7.036	3.022	1.086	356.208	5,062	78.902	0	78.902
	BIOMASA	739	3.505	3.429	205	410.060	11,700	124.854	135.942	260.796
	RESIDUOS	754	3.472	3.246	40	260.060	7,491	80.396	27.914	108.310
	TRAT.RESIDUOS	628	1.729	1.626	51	200.004	11,567	888	123.537	124.425
	OTRAS TECN. RENOVABLES	5	0	0	2	1.088	285,258	1.074	0	1.074
Total 2014		40.200	101.503	83.441	64.902	10.596.711	10,400	4.931.386	1.683.072	6.616.458

A la vista de las tablas se puede afirmar que la tecnología a la que se le asigna un mayor precio medio de retribución total es a la solar desde el comienzo de las retribuciones. Se observa asimismo que la eólica y la hidráulica no reciben retribución por operación.

Se observa además, que la eólica representa la mayor potencia instalada y también la mayor cantidad de energía vendida, aunque, por otro lado, el mayor número de instalaciones lo concentra la solar fotovoltaica. Este hecho se debe a la promoción inicial de las renovables con las elevadas primas y la posibilidad de realizar bajas inversiones en este tecnología a diferencia del resto.



Figura 39. Potencia instalada 2015 España. Fuente: CNMC.

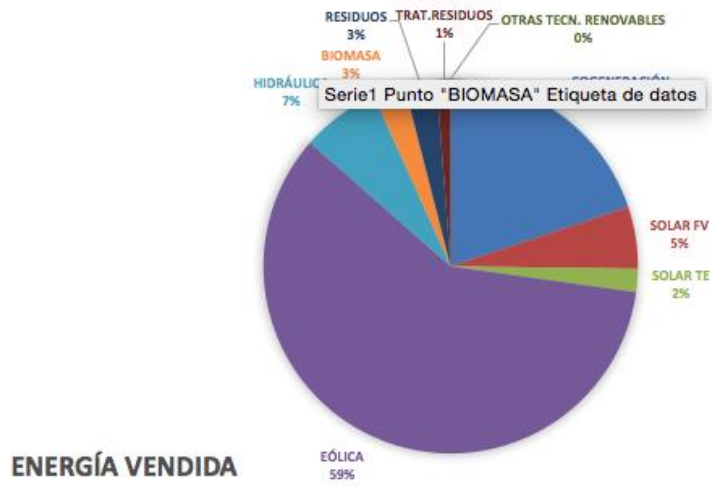


Figura 40. Energía vendida 2015 España. Fuente: CNMC.

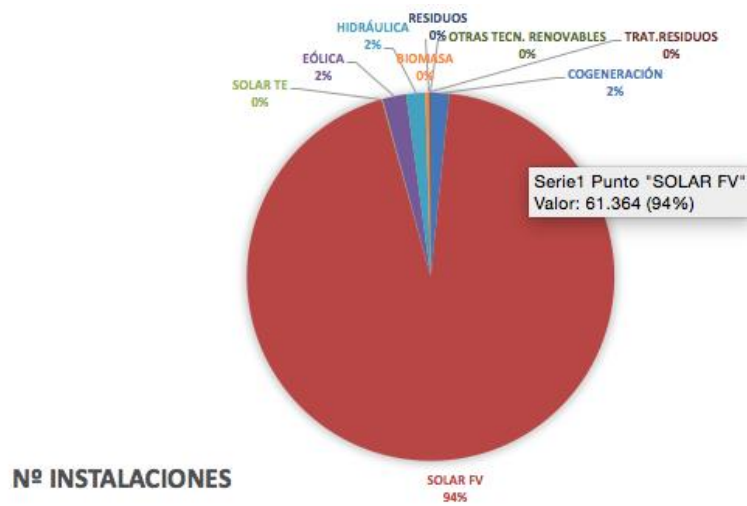


Figura 41. Nº instalaciones 2015. Fuente: CNMC.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Libro de la Energía 2014. Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- [2] Ley 82/1890, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.
- [3] Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional.
- [4] www.ree.es
- [5] Red Eléctrica de España. (1997). El Marco Legal Estable, economía del sector eléctrico español. [En línea]. Disponible en: <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf>
- [6] Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 28 de Noviembre de 1997.
- [7] López de Castro García-Morato, L. La nueva ley 54/1997, del sector eléctrico. [En línea]. Disponible en: <https://www.uam.es/otros/afduam/pdf/3/PostScript%20anuario16%20p241.pdf>
- [8] www.energiza.org
- [9] www.cnmc.es
- [10] www.cnmv.es
- [11] www.omie.es
- [12] www.elperiodicodelaenergia.com
- [13] Red Eléctrica de España. (2015). Avance informe sistema eléctrico 2015. [En línea]. Disponible en: http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2015_v2.pdf
- [14] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- [15] Nota informativa de la CNMC sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico.
- [16] RD 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- [17] Ley 17/2007 de 4 de Julio por la que se modifica la LSE.
- [18] Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- [19] Pérez Arriaga, J.I.; Peco González, J.; Vázquez Martínez, C.; Aclaraciones sobre la tarifa eléctrica. 2003.
- [20] Mármol Acitores, G.; Soto Tejero, H.; La deuda del sistema eléctrico. Situación actual y perspectivas futuras. 2016

- [21] «Los consumidores saldan 19 años después la moratoria nuclear». El País. 25 de octubre de 2015. Consultado el 20 de febrero de 2016.
- [22] Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009.
- [23] Orden ITC 2794/2007 de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007.
- [24] Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- [25] RD 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.
- [26] La Orden Ministerial ITC/3860/2007, de 28 de diciembre en su Disposición adicional primera sobre Plan de sustitución de equipos de medida estipula: “Todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.”
- [27] Europa Press (3/5/2016). Cuatro de cada diez españoles no saben interpretar la factura de la luz. [En línea] <http://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-cuatro-cada-diez-espanoles-no-saben-interpretar-factura-luz-20160503105955.html>
- [28] Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- [29] Boletín mensual indicadores eléctricos junio 2016. CNMC
- [30] Álvarez Pelegry, E. Mercado eléctrico y compras de energía. Actividades de generación y reguladas en el sector eléctrico. F. Deusto. [26/06/2014]
- [31] El Periódico de la Energía. [2015]. Red Eléctrico destina 502 millones a la interrumpibilidad eléctrica de 2016. [En línea]. Disponible en: <http://elperiodicodelaenergia.com/red-electrica-destina-502-millones-a-la-interrumpibilidad-electrica-de-2016/>
- [32] Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividad de transporte y distribución de energía eléctrica.
- [33] RD 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008

- [34] REAL DECRETO 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- [35] Informe 34/2007 CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- [36] Casas Marín, J. Un nuevo modelo de retribución para la Distribución Eléctrica. Cuadernos de Energía. [2016]
- [37] www.energia-nuclear.net
- [38] www.minetur.gob.es
- [39] <https://blog.cnmec.es/2015/10/26/adios-a-la-moratoria-nuclear/>
- [40] CNMC. 2014. Acuerdo por el que se aprueba el cálculo de los importes pendientes de compensación relativos a la moratoria nuclear. [En línea] www.cnmec.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/20140108_Acuerdoinforme_%20MoratoriaNuclear_CNMC.pdf
- [41] www.enresa.es
- [42] Raso, C. El Economista. 30/12/2014. Las renovables ahorran dinero al sistema pero pierden presencia. [En línea] <http://www.eleconomista.es/energia/noticias/6360984/12/14/Las-renovables-ahorran-dinero-al-sistema-pero-pierden-presencia.html>
- [43] www.unesa.es
- [44] www.alcanzia.es
- [45] Informe 128/2001 CNE. Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas.
- [46] Informe 44/2005 CNE. Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje.