



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Facultade de Economía e Empresa

Trabajo de
fin de grado

Análisis de las
implicaciones financieras
de la reforma eléctrica en
una instalación tipo de
energía renovable.

*Análise das implicacións financeiras da
reforma eléctrica nunha instalación tipo de
enerxía renovable.*

*Analysis of the financial implications of the
electricity reform in a renewable energy
type installation.*

Autor: Eduardo Codesido
Sánchez

Tutor: Anxo Calvo Silvosa

**Doble grado en Administración y Dirección de
Empresas y Derecho**

Ano 2015

Resumen

El R.D 413/2014 establece el nuevo sistema retributivo para las instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, basado en el concepto de rentabilidad razonable.

En este trabajo, tras explicar los antecedentes que motivaron al Gobierno a acometer esta reforma, se analiza en un primer momento el esqueleto de la nueva forma retributiva. En un segundo momento se estudian las implicaciones económico-financieras de la reforma para una instalación ficticia concreta, encuadrada en una determinada categoría de instalación tipo. Para ello se elabora un plan de viabilidad económico-financiera, cuyo método es extrapolable a cualquier otro tipo de proyecto.

La instalación analizada es una central minihidráulica de 10 MW de potencia, que obtiene la autorización de explotación definitiva en 2007, siendo la instalación tipo asignada la IT-00708. La financiación del proyecto corresponde en un 35% a los socios del proyecto y en un 65% a un préstamo a largo plazo, articulado a través de un Project Finance. El análisis comprenderá los 25 años de vida útil de la instalación.

En el primer escenario analizado la retribución a lo largo de los 25 años de análisis proviene del sistema de tarifas reguladas. En el segundo escenario, la retribución mediante tarifa regulada cambia a mitad del año 2013, pasando al sistema de retribución específica establecido en la reforma estudiada.

Palabras clave: Energías renovables, viabilidad, feed-in tariffs, rentabilidad razonable, instalación tipo.

Resumo

O R.D 413/2014 establece o novo sistema retributivo para as instalacións productoras de enerxía eléctrica a partir de fontes de enerxía renovables, coxeración e residuos, baseado no concepto de rentabilidade razoable.

Neste traballo, tras explicar os antecedentes que motivaron ó Goberno a acometer esta reforma, analízase nun primer intre o esqueleto da nova forma retributiva. En nun segundo momento estúdiase as implicacións económico-financieras da reforma para unha instalación ficticia concreta, encadrada nunha determinada categoría de instalación tipo. Para iso elabórase un plan de viabilidade económico-financiera, cuxo método é extrapolable a calquera outro tipo de proxecto.

A instalación analizada é unha central minihidráulica de 10 MW de potencia, que obtén a autorización de explotación definitiva en 2007, sendo a instalación tipo asignada a IT-00708. A financiación do proxecto corresponde nun 35% ós socios do proxecto e nun 65% a un préstamo a longo prazo, articulado a través dun Project Finance. A análise comprenderá os 25 anos de vida útil da instalación.

No primeiro escenario analizado a retribución ó longo dos 25 anos de análise provén do sistema de tarifas reguladas. No segundo escenario, a retribución mediante tarifa regulada cambia a metade do ano 2013, pasando ó sistema de retribución específica establecido na reforma estudiada.

Palabras clave: Enerxías renovables, viabilidade, feed-in tariffs, rentabilidade razoable, instalación tipo.

Abstract

The Royal Decree 413/2014 establishes the new remuneration system for generators of electricity from renewable energy sources, cogeneration and waste, based on the concept of reasonable profitability.

In this paper, after explaining the background that led the Government to undertake this reform, it is analyzed at first the skeleton of the new salary basis. Then in a second stage the economic and financial implications of the reform for a particular installation fictitious, framed in a particular installation type category, are studied. This requires a feasibility analysis. The method can be extrapolated to any other type of project.

The analyzed installation is a mini hydropower plant of 10 MW capacity, which gets the final operating license in 2007, with the installation type assigned to the IT-00708. 35% of the project is funded by the contributions of the partners and the other 65% by a long-term loan, articulated through a project finance. This analysis will include the 25 year life of the plant.

In the first scenario analyzed the remuneration over the 25 years of analysis comes from the feed-in tariffs. In the second scenario, feed-in tariffs changes by mid-2013, passing to the specific fee system established in the reform studied.

Keywords: Renewable energy, feasibility, feed-in tariffs, reasonable profitability, plant type.

Índice

Introducción.....	9
1. Desarrollo del trabajo	11
1.1 Sistema Eléctrico.....	11
1.1.1 Sujetos y características.....	11
1.1.2 Mercado mayorista.....	17
1.2 Una visión panorámica de las reformas del sector	20
1.3 Régimen retributivo.	31
1.3.1 Sistema anterior: retribución en el régimen especial (R.D. 661/2007).....	34
1.3.2 Reforma: régimen retributivo específico (R.D. 413/2014).	36
1.3.3 Comparación de los planes financieros según los esquemas retributivos del R.D. 661/2007 y el R.D. 413/2014 para una minihidráulica.	44
1.3.3.1 Especificidades de una central minihidráulica.	44
1.3.3.2 Plan de viabilidad	47
1.3.3.2.1 Plan de explotación.....	48
1.3.3.2.2 Estrategia de capital.....	50
1.3.3.2.3 Estrategia financiera.	51
1.3.3.3 Estrategia de corto plazo.....	52
1.3.3.4 Análisis de los escenarios.	52
Conclusiones	59
Bibliografía.....	63
Anexos	67

Índice de figuras

Ilustración 1. Sistema eléctrico (Fuente: REE: http://www.ree.es/es/publicaciones/educacion/de-la-generacion-al-consumo).....	12
Ilustración 2. OMI (Fuente: OMIE: http://www.omie.es/inicio/informacion-de-la-compania).....	13
Ilustración 3. Mercado mayorista (Fuente: Energía y Sociedad, 2014, pp. 161). .	18
Ilustración 4. Ejemplo de casación (Fuente: Energía y Sociedad, 2014, pp. 169).	18
Ilustración 5. Evolución consumo energía final prevista por PANER.....	20
Ilustración 6. Variación anual del consumo de energía final (Fuente: elaboración propia a partir de datos del INE (procedentes del MINETUR).	21
Ilustración 7. Consumo de energía final por tipo de energía en 2013 (Fuente: MINETUR (2014, p.36)).	21
Ilustración 8. Producción de energía primaria por tipo de energía en 2013 (Fuente: MINETUR (2014, p.37).	22
Ilustración 9. Autoabastecimiento de energía primaria (Fuente: INE (con datos procedentes del MINETUR).	22
Ilustración 10. Déficit tarifario (2000-2013) (Fuente: CNMC, 2014c, p.9)	25
Ilustración 11. Comparativa márgenes de explotación (Fuente: Elaboración propia).	53
Ilustración 12. Comparativa beneficios netos (Fuente: elaboración propia).	53
Ilustración 13. Comparativa rentabilidades (Fuente: elaboración propia).....	54
Ilustración 14. Flujos de Caja Libres anuales (Fuente: elaboración propia).	55
Ilustración 15. Flujos de Caja Libres acumulados (Fuente: elaboración propia)...	55

Índice de tablas y ecuaciones

Tabla 1. Análisis sensibilidad E1 Opex-Capex (Fuente: elaboración propia).	57
Tabla 2. Análisis sensibilidad E2. Opex-Capex (Fuente: elaboración propia).	57
Tabla 3. Análisis sensibilidad E2. Opex-Horas funcionamiento (Fuente: elaboración propia).	58
Tabla 4. Recursos generados E1. (Fuente: elaboración propia).	68
Tabla 5. Recursos Generados E2. (Fuente: elaboración propia)	68
Tabla 6. Necesidades Netas del Capital Corriente E1. (Fuente: elaboración propia).	69
Tabla 7. Necesidades Netas del Capital Corriente. (Fuente: elaboración propia).	69
Tabla 8. Presupuesto de Capital E1. (Fuente: elaboración propia).	70
Tabla 9. Presupuesto de Capital E2. (Fuente: elaboración propia).	70
Tabla 10. Presupuesto de Tesorería E1. (Fuente: elaboración propia).	71
Tabla 11. Presupuesto de Tesorería. (Fuente: elaboración propia).	71
Tabla 12. Balances previsionales E1. (Fuente: elaboración propia).	72
Tabla 13. Balances previsionales E2. (Fuente: elaboración propia).	72
Tabla 14. Control a priori E1. (Fuente: elaboración propia).	73
Tabla 15. Control a priori E2. (Fuente: elaboración propia).	74
Tabla 16. Flujos de Caja E1. (Fuente: elaboración propia).	75
Tabla 17. Flujos de Caja E2. (Fuente: elaboración propia).	75
Ecuación 1: Fórmula Rinv (Art. 16.2 RD Renovables)	40
Ecuación 2: Cálculo del valor neto del activo (VNA) según el art. 2.a del Anexo XIII del RD Renovables.	41
Ecuación 3: Fórmula del Coeficiente de ajuste según el art. 2.b) del Anexo XIII RD Renovables.	42

Relación de normas consultadas.

- Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, de 27 de noviembre.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital.
- Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario el sector eléctrico
- Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y residuos.
- Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.
- Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos generales del Estado para el año 2013.
- Decreto-Ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el sistema especial para empleados de hogar y otras medidas de carácter económico y social.
- Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, que adopta medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, de 26 de diciembre.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden ministerial IET/1045/2014, de 16 de junio, que aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Introducción

La relevancia académica de este trabajo reside en analizar una reforma normativa que se ha producido recientemente. Adicionalmente, puede señalarse que trata de una materia en la que suele existir bastante confusión, debido en gran parte a la dificultad que entraña la regulación, pues combina de una manera muy particular aspectos económico-empresariales, jurídicos y técnicos. Por tal motivo, resulta interesante para ser el objeto de un trabajo de fin de grado (TFG) de un estudiante que ha cursado simultáneamente los grados en Derecho y Administración y Dirección de Empresas. Dado que la presente memoria se ha concebido como un trabajo en el ámbito del grado en ADE, la atención se centrará principalmente en las repercusiones económicas que tiene sobre una empresa un cambio regulatorio de estas características.

Concretamente, se analiza la reciente reforma producida en el sector eléctrico respecto de la retribución de las instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Los cambios normativos en los que se centra esta revisión son los comprendidos entre la publicación en el BOE, el 13 de julio de 2013, del Real Decreto-Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y la Orden Ministerial IET/1045/2014, de 16 de junio, que aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Con estos cambios se deja atrás el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El orden que sigue el presente trabajo de fin de grado es el siguiente: en primer lugar se elabora una breve introducción sobre el funcionamiento del sistema eléctrico y el mercado mayorista. A continuación, tras comentar el desarrollo de las energías renovables en España, se examinan las sucesivas reformas y sus motivaciones. Luego, tras comentarse los posibles mecanismos de apoyo a las renovables, se estudia el paso del régimen especial al sistema de retribución específica. Finalmente,

con la finalidad de conocer las implicaciones económico-financieras para una central hidroeléctrica, se elabora un plan financiero a partir de la propuesta de un conjunto de estrategias (explotación, capital, financiero y de corto plazo) y unos escenarios determinados. El trabajo concluye con la valoración en términos de si el cambio retributivo es beneficioso o no para las instalaciones objeto del análisis.

Agradezco a Luis Gerveno, director general de Energía de Galicia, S.A., sus consejos sobre el sector que han sido de gran utilidad para la elaboración del trabajo.

1. Desarrollo del trabajo

1.1 Sistema Eléctrico.

1.1.1 Sujetos y características.

En síntesis, el periplo de la electricidad es el siguiente (Energía y Sociedad, 2014)¹: Las centrales eléctricas de generación transforman la energía primaria² en electricidad. Hay diferentes tecnologías capaces de llevar a cabo esa transformación, pero en el caso de este trabajo nos centraremos en la minihidráulica³. A continuación, las estaciones transformadoras elevan la tensión⁴ de la electricidad a fin de transportarla por las redes, hasta las subestaciones reductoras de la tensión que conectan con las redes de distribución. Finalmente las redes de distribución conducen la electricidad a través de las zonas habitadas, hasta los centros de transformación, en los que nuevamente se reduce la tensión hasta los niveles adecuados para el consumo. La Ilustración 1 resume lo anterior:

¹ Energía y Sociedad es un plataforma virtual (www.energiaysociedad.com) integrada en el Campus Iberdrola. Entre sus publicaciones está el Manual de la Energía, elaborado a partir de la colaboración entre el Grupo Iberdrola, la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao, la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid y PricewaterhouseCoopers.

² La energía primaria es la que se encuentra disponible en la propia naturaleza: gas, viento, sol, agua, carbón, petróleo, etc.

³ Las centrales hidráulicas aprovechan como energía primaria, la energía cinética procedente del movimiento de caudales de agua, provenientes de los desniveles existentes entre dos puntos. Se considera que las centrales son minihidráulicas cuando su potencia instalada no supera los 10 MW.

⁴ La tensión, también llamada voltaje o diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito, es el trabajo necesario para transportar la unidad de carga eléctrica desde un punto de otro (se mide en voltios: V). Debido a las relaciones entre diferentes magnitudes eléctricas, cuanto mayor sea la cantidad de carga eléctrica que queremos mover, mayor tensión será necesaria.

Ilustración 1. Sistema eléctrico (Fuente: REE: <http://www.ree.es/es/publicaciones/educacion/de-la-generacion-al-consumo>)

De la generación al consumo



Vemos que son varias las actividades que permiten el suministro de energía eléctrica. La Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, de 26 de diciembre (en adelante LSE), en su art. 1.2 nos aclara cuáles son. Nos centraremos ahora sólo en las que son relevantes para el objeto del presente trabajo, concretamente: generación, transporte, distribución, comercialización y gestión económica y técnica del sistema eléctrico (art. 6 LSE):

- La generación se desarrolla por los productores, es decir, las personas físicas o jurídicas encargadas de generar la energía, construir, operar y mantener las instalaciones de producción.
- El transporte lo lleva a cabo una sociedad mercantil⁵, concretamente Red Eléctrica de España (REE), como "transportista único desarrollando la actividad en régimen de exclusividad" (art. 34.2 LSE).
- Los distribuidores son sociedades mercantiles o cooperativas de consumidores y usuarios que se ocupan de las instalaciones de distribución que llevan la electricidad a los puntos de consumo.

⁵ REE es una sociedad anónima unipersonal, y por lo tanto participada en un 100% por Red Eléctrica Corporación, S.A. La corporación cotiza en bolsa, y está participada en un 20% por una entidad de Derecho Público: la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), en un 67.2 % por inversores institucionales extranjeros, en un 4.3% por inversores institucionales españoles, y en un 8,4% por accionistas minoritarios. En cualquier caso, para evitar que una persona física o jurídica controle la sociedad de forma que pueda perjudicar el sistema eléctrico, se establecen una serie de condiciones en el art. 30.1 LSE.

- Los comercializadores son sociedades mercantiles o cooperativas de consumidores y usuarios, que a través de las redes de transporte o distribución, adquieren la energía a los productores (en el mercado mayorista) para venderla a los consumidores o a otros sujetos del sistema eléctrico en el mercado minorista.
- El operador del sistema es una sociedad mercantil que se encarga de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte (art. 30.1 LSE). El operador del sistema es, en España, el gestor de la red de transporte. En consecuencia, REE desempeña ambas funciones.
- El operador del mercado, es una sociedad mercantil que gestiona el sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diarios e intradiarios⁶. En el Convenio Internacional de Santiago de Compostela, de 1 de octubre de 2004, se regula el mercado ibérico de la electricidad (MIBEL) entre el Reino de España y la República de Portugal, y se establece que el grupo de sociedades del Operador del Mercado Ibérico (OMI), estará dividido en dos sociedades matrices, con participaciones cruzadas entre sí, y con participaciones en las sociedades gestoras del mercado (Ilustración 2): OMI-Polo Español, S.A. (OMIE⁷) que gestiona el mercado spot, y OMI-Polo Portugués, S.A. (OMIP) que se encarga del mercado a plazo. OMICLEAR actúa como Cámara de Compensación y Contraparte Central. Desde julio de 2007, las operaciones del mercado español y portugués están integradas (Energía y Sociedad, 2014).

Ilustración 2. OMI (Fuente: OMIE: <http://www.omie.es/inicio/informacion-de-la-compania>).



⁶ Se participa en estos mercados a través de una plataforma electrónica accesible vía internet.

⁷ Véase más información en <http://www.omel.es/> y <http://www.omie.es/>

La mayoría de actividades se articulan en régimen de libre competencia, salvo aquellas que son monopolio natural. Concretamente, intervienen grandes economías de escala en las actividades de transporte y distribución, por lo que la libre competencia no es el régimen óptimo. El art. 8.2 LSE nos confirma lo anterior al considerarlas “actividades reguladas”. También lo son la operación del sistema y del mercado.

Es de destacar que las sociedades que se dediquen al transporte, distribución y operación del sistema no pueden realizar actividades de producción, comercialización o de servicios de recarga energética, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades. Sin embargo, un grupo de sociedades sí puede desarrollar actividades incompatibles, si son ejercidas por sociedades diferentes, si se cumplen una serie de criterios de independencia (art. 12 LSE), y de obligaciones contables e informativas (art.20 LSE). Básicamente lo que se pretende es garantizar que las decisiones se tomen de forma autónoma para cada actividad, y que no se perjudique la competencia en las actividades liberalizadas, debido al traspaso de información comercialmente sensible (Energía y Sociedad, 2014).

Existe libertad de acceso a las redes de transporte y distribución (art 7 LSE). El art. 33.2 LSE establece que “el permiso de acceso sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad de acceso”; la capacidad de acceso se evalúa y depende del cumplimiento de los “criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico establecidos reglamentariamente por el Gobierno”. Con la libertad de acceso se pretende impulsar la competencia entre productores y comercializadores, y garantizar el suministro, en beneficio del consumidor.

En los orígenes de la intervención pública en el sector eléctrico, a finales del siglo XIX, éste estaba compuesto por un conglomerado de productores privados. La necesaria garantía del suministro fue la que impulsó a la Administración a regular el sector (Muñoz, S., 2009).

El art. 2.2 de la actual LSE establece que “*el suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general*”. Es una novedad, ya que en la anterior Ley del Sector Eléctrico (derogada casi por completo por la actual), la Ley 54/1997, de 27

de noviembre, el suministro de energía eléctrica tenía otra consideración, la de servicio esencial (art.2 L. 54/97). La huida del concepto de servicio público que se produjo en la Ley 54/1997 se debe probablemente al afán por transmitir la pretensión de liberalización del sector; cosa inútil a mi entender ya que todo el mundo podía intuir o suponer que el sistema eléctrico, pese a la liberalización seguiría siendo un sector fuertemente intervenido.

A efectos de este trabajo no interesa entrar aquí a discutir con profundidad las diferencias ente los conceptos jurídicos de servicio público, esencial o de interés económico general. Me limitaré a apuntar lo siguiente:

- La configuración de los servicios públicos depende, según Santamaría (2009) de las prestaciones que, en cada momento histórico y sociedad, los particulares entienden como imprescindibles para el desarrollo social y económico; y
- Siguiendo a García de Enterría y Fernández Rodríguez (2006), ya no es válida la antigua definición de servicio público como aquél responsabilidad de la Administración porque previamente haya asumido el control del sector en cuestión, gestionando y prestando ella misma el servicio, o dando esa concesión a una empresa privada tras haber pasado el correspondiente proceso selectivo. La evolución del concepto de servicio público se debe a la configuración del mercado único europeo, basado en la libre competencia. Ahora debe entenderse como aquel servicio de calidad a un precio asequible para todos, que cuente con normativa que lo regule, independientemente de que el sector esté liberalizado, imponiendo a los sujetos de ese sector “obligaciones de interés general”, que la Administración hará cumplir usando sus poderes de inspección, control y sanción (en el caso de la LSE esas facultades de la Administración están recogids en el título IX). A este patrón es a lo que responde el concepto de servicio de interés económico general, que proviene de instancias europeas (Meilán Gil, J.L., 2005, pp. 527-542). El Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea en su art. 14 pone la base jurídica para conciliar los principios de interés general y de libre competencia:

“Sin perjuicio del artículo 4 del Tratado de la Unión Europea y de los artículos 93, 106 y 107 del presente Tratado, y a la vista del lugar que los servicios de interés económico general ocupan entre los valores

comunes de la Unión, así como de su papel en la promoción de la cohesión social y territorial, la Unión y los Estados miembros, con arreglo a sus competencias respectivas y en el ámbito de aplicación de los Tratados, velarán por que dichos servicios actúen con arreglo a principios y condiciones, en particular económicas y financieras, que les permitan cumplir su cometido. El Parlamento Europeo y el Consejo establecerán dichos principios y condiciones mediante reglamentos, con arreglo al procedimiento legislativo ordinario, sin perjuicio de la competencia que incumbe a los Estados miembros, dentro del respeto a los Tratados, para prestar, encargar y financiar dichos servicios”.

Lo más importante es que el sector eléctrico, en cuanto sector intervenido por la Administración Pública, mantiene una regulación que pretende la universalidad del servicio y la adecuación a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste (art.1 LSE). Todo lo anterior se consigue como ya ha quedado patente, gracias a la imposición de obligaciones de interés general. Pensemos por ejemplo en las medidas del art. 7 LSE que puede adoptar el Gobierno para garantizar el suministro; o en la obligación para los productores de energía de realizar ofertas de venta al mercado, contemplada en el art. 23 LSE.

Para terminar, debo nombrar al menos a otro sujeto muy importante dentro del sistema eléctrico: la nueva Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) que tiene asignadas funciones de control y supervisión, entre otras. Por poner un ejemplo de uso de sus funciones: no validó la 25ª subasta CESUR realizada el 19 de diciembre 2013, por entender que se habían producido una serie de hechos atípicos, que impidieron que se desarrollara de forma competitiva, produciéndose al mismo tiempo en el mercado diario, una situación de precios muy elevados en las anteriores semanas (CNMC, 2014a). La Secretaría de Estado de Energía, en Resolución de 20 de diciembre de 2013 anuló la subasta, determinando que el precio de la misma no se tuviese en cuenta para determinar el coste estimado de los contratos mayoristas.

1.1.2 Mercado mayorista

La energía eléctrica que se produce se intercambia en el mercado mayorista de electricidad⁸. Está formado por varios submercados según las modalidades de intercambio de energía. Las características básicas del funcionamiento de este mercado se exponen a continuación (Energía y Sociedad, 2014).

Durante el día anterior al despacho de energía (hasta las 12:00) los participantes en el llamado mercado diario intercambian energía para cada una de las horas del día del despacho. El mercado intradiario, que se abre a las 17:00 del día anterior al despacho, y cierra a las 12:45 del día del despacho, permite que los participantes ajusten sus posiciones contractuales según sus previsiones.

También es posible intercambiar energía a plazo (con plazos de entrega superiores a las 24 horas). Los tipos de contratos a plazos posibles son:

- Contratos bilaterales con entrega física de energía o con liquidación financiera en el mercado *over the counter* (OTC). Es un mercado no organizado, en el que los productos no están estandarizados.
- Contratos de productos estandarizados en mercados o subastas organizadas.

Cuando los mercados a plazo funcionan correctamente ayudan a los participantes en el mismo a controlar sus riesgos. Cuando el riesgo disminuye se hace más probable la entrada de nuevos competidores, y es por lo que se puede decir que un buen mercado a plazo también aumentará la competencia en los demás mercados eléctricos.

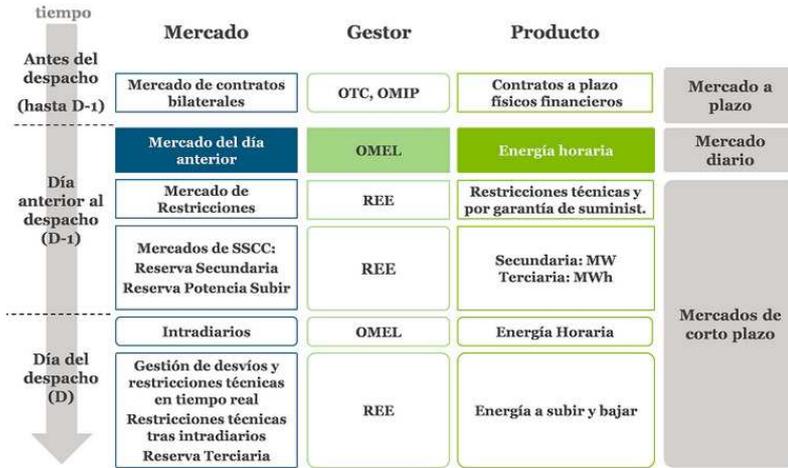
Aparte también existen los mercados de ajuste que persiguen mantener el suministro adecuado, en los que los generadores ofrecen sus servicios:

- El mercado de gestión de restricciones técnicas ayuda a evitar atascos en las redes de transporte y distribución.
- El mercado de gestión de servicios complementarios, para que el suministro sea seguro y fiable: incluye el sistema de control de frecuencia potencia y tensión, así como la reserva de potencia adicional a subir.
- El mercado de gestión de desvíos, que prácticamente en tiempo real, elimina los desajustes entre oferta y demanda.

⁸ Ya expliqué anteriormente y de forma breve en qué consiste el mercado minorista. No entraré en más detalles porque no es cuestión de este trabajo.

Posteriormente, en el momento de liquidación de los desvíos, se repercute el coste de los mismos a aquellos agentes que hayan producido y consumido en sentido contrario al del sistema eléctrico. Puede resumirse todo lo anterior con la Ilustración 3. Mercado mayorista (Fuente: Energía y Sociedad, 2014, pp. 161).

Ilustración 3. Mercado mayorista (Fuente: Energía y Sociedad, 2014, pp. 161).



Volviendo al funcionamiento de los mercados diario e intradiario, podemos identificar dos posibles sistemas:

- *Pay as bid*: en el que los ofertantes reciben lo ofertado.
- Marginalista: en el que los agentes cuyas ofertas de venta y compra han sido casadas, son retribuidos al precio único resultante de la casación, y no conforme al precio de la oferta que hicieron (Ramos, 2009).

En España el mercado opera con un sistema marginalista. Del cruce de oferta y demanda resulta el precio del mercado. En la Ilustración 4 tenemos un ejemplo de casación:

Ilustración 4. Ejemplo de casación (Fuente: Energía y Sociedad, 2014, pp. 169).



Ambas curvas se construyen en base a las ofertas de compradores y vendedores. Pero, ¿qué razonamiento siguen los agentes a la hora de realizar sus ofertas? Los vendedores de energía la ofrecerán reflejando sus costes de oportunidad, y no sus costes variables; de este modo, recuperan la parte de costes fijos que no consigan a través del mercado, gracias a los pagos por capacidad (o en el caso de las instalaciones sometidas al esquema específico del Real Decreto que regula la retribución de las energías renovables, gracias a la retribución específica⁹). En cuanto a la demanda varía principalmente dependiendo del volumen diario de actividad (jornada laborable o festivo) y de la temperatura. Las comercializadoras ofertan luego de forma que aseguran el suministro de energía a sus consumidores; y una pequeña parte de los compradores de energía puede permitirse (o debe) comprar energía sólo cuando el precio de mercado sea lo suficientemente bajo (por ejemplo las centrales hidráulicas de bombeo).

Creo necesario hacer una precisión relativa a las instalaciones de energía renovable y de cogeneración de alta eficiencia. A igualdad de condiciones de mercado (es decir, a igualdad de precio de venta), tienen prioridad de despacho (primero las renovables, y luego la de cogeneración), sin perjuicio de mantener la fiabilidad y seguridad del sistema (art. 26 LSE).

Las discusiones respecto del mercado mayorista se centran en si el sistema marginalista es conveniente o no, sobre si deben gravarse los *windfall profits*¹⁰, y sobre si es un mercado competitivo o si hay oligopolio¹¹. No entro en el detalle de las polémicas porque se escapan al ámbito de este trabajo.

⁹ Por eso mismos las centrales hidráulicas fluyentes están en la parte inferior de la curva, porque contrariamente a las centrales hidráulicas regulables, no pueden elegir producir electricidad en un momento posterior en el que el precio de mercado sea superior.

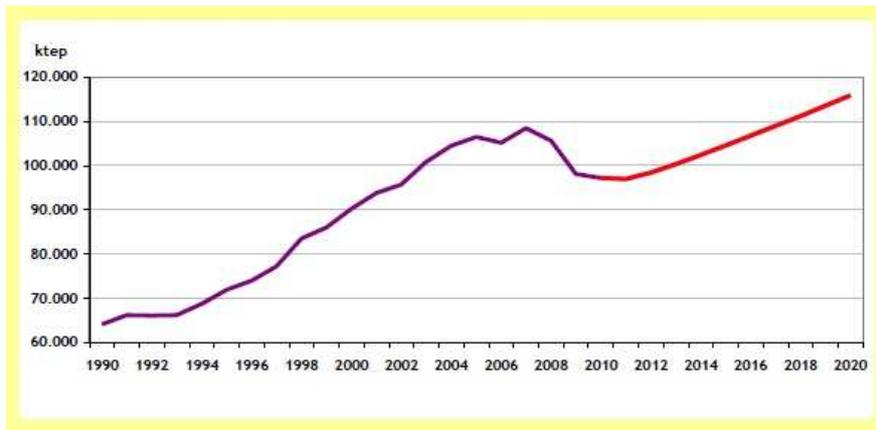
¹⁰ Beneficios de magnitud significativa y sostenidos en el tiempo por circunstancias de mercado extraordinarias, inesperadas y fuera del control de las empresas o por cambios significativos en la regulación de las actividades (Energía y Sociedad, 2014, p.183).

¹¹ Una medida muy usada para analizar la concentración en un mercado es el índice *Herfindahl-Hirshman* (HHI). Cuantas más empresas haya y menores sean sus cuotas de mercado, menor será el HHI (Energía y Sociedad, 2014, p.197)

1.2 Una visión panorámica de las reformas del sector

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER)¹² 2011-2020 preveía un crecimiento progresivo del consumo de energía¹³ a partir de 2011, tras las bajadas por el efecto de la crisis (Ilustración 5).

Ilustración 5. Evolución consumo energía final prevista por PANER



La realidad ha sido distinta, ya que tanto el consumo de energía primaria como de energía final han caído (Ilustración 6).

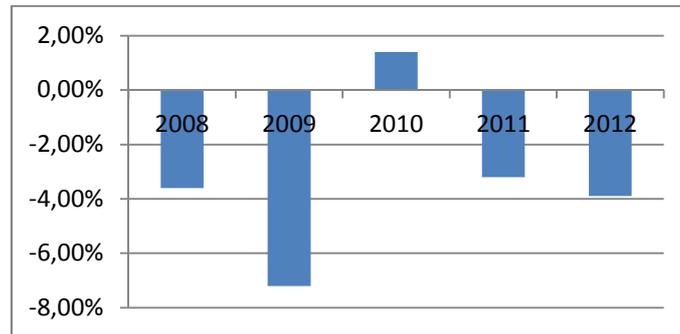
¹² Es la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la que estableció la obligación para los Estados de elaborar un plan de acción nacional (PANER) para la consecución de los objetivos que plantea: en España corresponden a que las energías renovables representen al menos un 20% de la energía final, y que el consumo de energía renovable para el transporte sea del 10% (PANER 2011-2020, 2010, p.4). Dicha Directiva forma parte del “Paquete Verde” que se aprobó para la consecución de los objetivos en materia energética y ambiental llamados 20/20/20 contenidos en la Comunicación “Una política energética para Europa” de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007 (Energía y Sociedad, 2014, p.77).

El anterior plan, el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 fue aprobado para impulsar la consecución de los objetivos del anterior plan que estaba reemplazando (Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999, exigido por la antigua LSE), porque estaban en peligro (PER 2011-2020, 2010, p.13).

A su vez, el Real Decreto 661/2007, fue el que exigió la elaboración del PER 2011-2020, que incluye los elementos fundamentales del PANER, y otros análisis a mayores: sectoriales, de evolución de la tecnología y de costes (PANER 2011-2020, 2010, p.4)

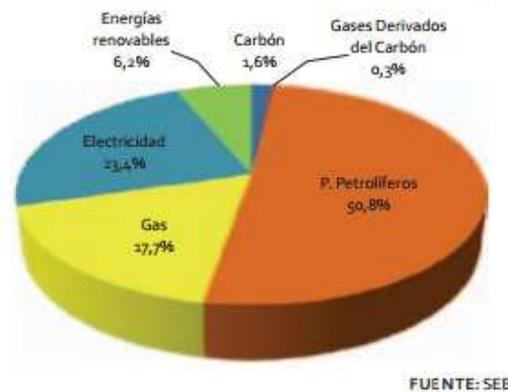
¹³ La energía primaria siempre será mayor que la final debido a que en los procesos de transformación, transporte y distribución se producen pérdidas de energía.

Ilustración 6. Variación anual del consumo de energía final (Fuente: elaboración propia a partir de datos del INE (procedentes del MINETUR)).



En 2013, el consumo final ha vuelto a caer, por tercer año consecutivo, según nos dice el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante MINETUR) en su Libro de la Energía de 2013. Se atribuye esta caída a la menor actividad económica y al menor consumo de productos petrolíferos. Por esta misma razón las previsiones del PANER no se han cumplido, porque los escenarios que planteaba estaban basados a su vez en unas previsiones de actividad económica equivocadas. Si ahora nos fijamos en los consumos de energía según el tipo de energía, la tarta en 2013 se reparte tal y como figuran en la Ilustración 7.

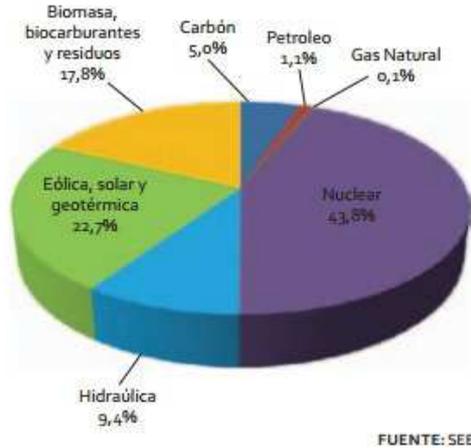
Ilustración 7. Consumo de energía final por tipo de energía en 2013 (Fuente: MINETUR (2014, p.36)).



Estos datos ponen de relieve que España tiene una gran dependencia de la energía proveniente de combustibles fósiles. El problema, aparte de que este tipo de energía no es renovable y por tanto se agota, y de que sea muy contaminante, está en que España apenas tiene reservas de los mismos, lo que puede poner en peligro la seguridad del suministro.

En cuanto al origen de la energía, se puede afirmar que en 2013, la producción de energía primaria en España (energía primaria autóctona) provenía en en gran parte de la energía nuclear (Ilustración 8).

Ilustración 8. Producción de energía primaria por tipo de energía en 2013 (Fuente: MINETUR (2014, p.37).



Una consecuencia de lo anterior, es que España tiene saldos de intercambios de energía con el exterior negativos. España siempre ha cargado con el lastre de la dependencia energética¹⁴, que en 2012 era de un 73,8% (la media en la Unión Europea¹⁵ –en adelante UE- era de un 53,9%) (Bogás Gálvez, 2013, pp 45-51). Otra forma de llegar a la misma conclusión es observando la medida de autoabastecimiento¹⁶ de energía primaria (Ilustración 9).

Ilustración 9. Autoabastecimiento de energía primaria (Fuente: INE (con datos procedentes del MINETUR).

	2012
TOTAL	26,20
Carbón	16,3
Petróleo	0,3
Gas Natural	0,2
Hidráulica	100

¹⁴ Es el % de necesidades energéticas que se cubren con productos importados.

¹⁵ De hecho, entre las prioridades de la Comisión Europea está la de crear una “Unión europea de la energía”, estableciendo las políticas, conexiones, e infraestructuras necesarias. Este hecho es muy significativo teniendo en cuenta los problemas geopolíticos con Rusia que ponen en peligro el suministro de gas, y bastante beneficioso para España que puede convertirse en la puerta de entrada de gran parte de las importaciones de gas de la UE. No puede decirse lo mismo respecto del sector eléctrico, ya que la falta de interconexiones (en especial con Francia porque los Pirineos son una barrera importante) y nuestra condición de península, nos convierte en una isla energética.

¹⁶ Ratio entre la energía primaria autóctona y la energía primaria total.

Nuclear	100
Eólica, solar y geotérmica	100
Biomasa, biocarbueros y residuos	89,5

Al menos, la intensidad energética¹⁷ primaria ha bajado un 4.9%, volviendo a su tendencia de descenso (MINETUR, 2014).

Las energías renovables¹⁸ pueden considerarse como una de las soluciones al problema de la dependencia energética. En 2013 han aumentado su aportación al consumo primario debido a las buenas condiciones hidrológicas y eólicas, a pesar de la caída de la demanda de biocarburantes (MINETUR, 2014). Cuanta más penetración tengan las renovables en nuestro mix energético, menores combustibles fósiles tendremos que importar.

Otras bondades de las energías renovables son según APPA (2014):

- Los puestos de trabajo que crean.
- Es un sector exportador en términos netos con lo cual ayuda a equilibrar la balanza comercial.
- Contribuye al sistema fiscal con más de lo que percibe de él (paga más impuestos que lo que recibe en subvenciones).
- Aparte de su cualidad intrínseca de renovable, son energías limpias que no contaminan y no general residuos. No producen emisiones de CO₂¹⁹ ni de otros gases de efecto invernadero. Ambas ventajas medioambientales son también ventajas económicas, ya que producen ahorros al valorizar el tratamiento de residuos o por evitar emisiones de CO₂.
- Abaratan el precio de la electricidad en el mercado mayorista. En marzo y abril de 2013 los precios medios del mercado diario fueron, respectivamente, de 26,92€/MWh y 18,17€/MWh debido a la elevada eolicidad e hidráulica, cuando el precio medio de todo el año se situó en 44,26€/MWh (CNMC, 2014b, p.6).

¹⁷ Mide la eficiencia energética de los países. Representa la relación entre el consumo energético de un país y su PIB (tep/millones € de 2005). Cuanto más baja sea la intensidad energética mejor, ya que implica que necesitamos consumir menos energía para producir lo mismo.

¹⁸ Una energía es renovable cuando proviene de un recurso que no se agota con su uso, sea porque vuelve a su estado original después de la utilización, sea porque se regenera a una tasa mayor, que la tasa con la que se agota por el uso (Energía y Sociedad, 2014, p.63).

¹⁹ La emisión neta de CO₂ al usar la energía proveniente de la biomasa es nula, porque el gas emitido es el que antes se había absorbido durante el crecimiento de la materia orgánica.

Entre otros estudios sobre los beneficios y costes de las renovables en España encontramos el de Ortega, del Río y Montero (2013), que compara²⁰ los beneficios debidos a las reducciones de emisiones de CO₂ y de importaciones de energía, con los costes debidos al soporte del sistema público de apoyo a las renovables. Los resultados de su investigación muestran que en el caso de la energía eólica on-shore (en tierra) y de la minihidráulica, los beneficios son bastante mayores que los costes. Para el caso de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica, ocurre lo contrario, pero no por ello, avisan, debe ser justificación para no promover su desarrollo.

No todo son ventajas con las renovables. El primer problema que se les achaca es que algunas como la eólica, o también la solar en menor medida, son no gestionables, es decir, dependen en cada momento de la existencia de un recurso natural (vg. viento, sol...), algo que está fuera de control y que, en consecuencia, es difícil de predecir. Esta circunstancia introduce una dificultad evidente en la gestión técnica del sistema, que tiene que adaptar en todo momento la generación de energía al consumo.

El segundo inconveniente es que las tecnologías que explotan los recursos renovables estaban hasta hace poco en desarrollo. Ello hace que los costes totales unitarios sean sensiblemente superiores a los de otras tecnologías más maduras. Todavía en la actualidad no han alcanzado todo su potencial, y aún están por surgir nuevas formas de energías renovables. La tecnología eólica terrestre y la hidráulica se encuentran entre las más desarrolladas y más competitivas. En general, muchas tecnologías renovables todavía dependen en gran medida de los mecanismos de apoyo a los que haré referencia en otro apartado. Estos mecanismos de apoyo tienen un coste económico importante. En gran medida, la reforma eléctrica que se estudia en este trabajo intenta introducir una reducción substancial a los mismos en el intento del Gobierno español por aportar soluciones a la aparición del problema conocido como déficit de tarifa. Este aparece cuando lo ingresado por el sistema a través de los peajes y cargos (que establece la Administración) no cubre los costes regulados del sistema eléctrico (art. 13 LSE).

Fabra y Fabra (2012) insisten en que los costes regulados son costes reconocidos pero no reales. En cambio, tanto Arana y Valle (2012) como Sallé et al. (2012) hablan

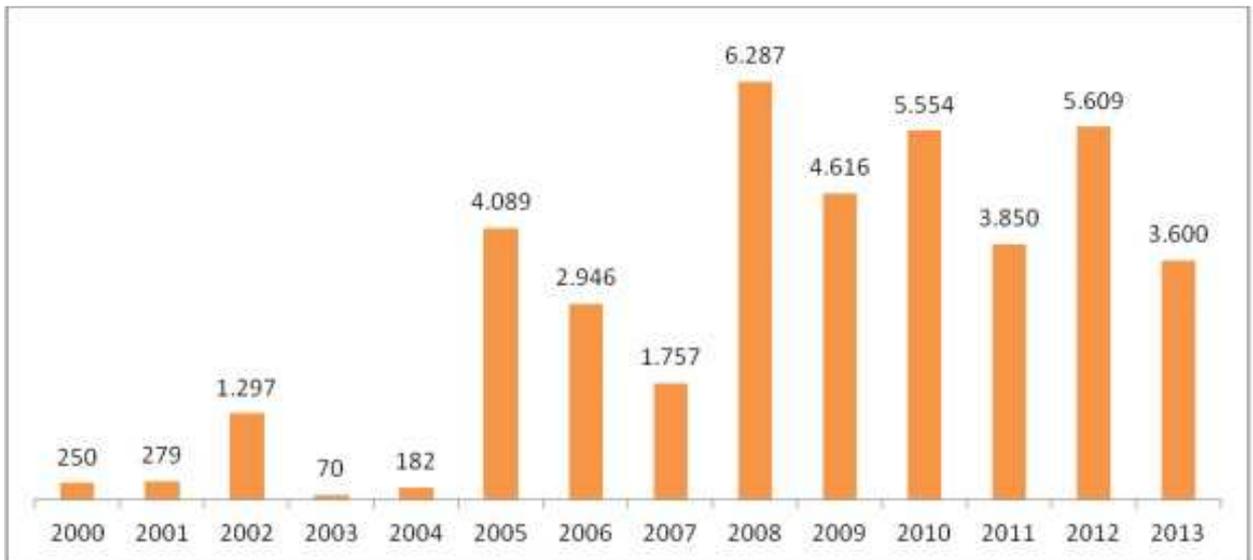
²⁰ Adaptando a su investigación la metodología del Marco de la Convención sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (United Nations Framework Convention on Climate Change) para determinar las emisiones de CO₂ producidas en la generación de electricidad.

de costes reales. El matiz es muy importante porque, si no son reales, entonces el déficit es en gran parte un artificio contable que beneficia principalmente a las grandes compañías eléctricas; mientras que si son reales, el problema proviene principalmente de las malas decisiones de los sucesivos gobiernos que pospusieron los ajustes de tarifa necesarios. No es objeto de este trabajo entrar más a fondo en esta cuestión.

En la exposición de motivos del Real Decreto-Ley 9/2013 (en adelante RD-L9/13), de 12 de julio, que adopta medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se dice expresamente que de las partidas de costes que más han contribuido al déficit tarifario destacan las primas al régimen especial y las anualidades de déficits acumulados. A fecha de 6 de marzo de 2014, el saldo de la deuda del sistema es de 28.466 millones de euros, según la CNMC (2014c). Los tenedores de esta deuda son el FADE²¹ (77,73%), las compañías eléctricas²² (12,51%) y terceros (9,76%). La generación de los sucesivos déficits anuales puede observarse en la

Ilustración 10.

Ilustración 10. Déficit tarifario (2000-2013) (Fuente: CNMC, 2014c, p.9)



²¹ Fondo de Titulización de Déficit del Sistema Eléctrico. Actúa como mecanismo de financiación del déficit acumulado. El FADE se encarga de colocar la deuda a terceros.

²² Concretamente Endesa, S.A., Iberdrola S.A., Gas Natural SDG S.A., Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., y E.ON España, S.L. Los derechos de cobro que tienen corresponden únicamente a la financiación del déficit tarifario de 2013; el resto ya fue cedido a terceros o titulado a través del FADE (CNMC, 2014c, p.9).

El RD-L9/13 sigue en su exposición de motivos con las medidas que se tomaron en el pasado para terminar con el déficit. De forma resumida, son las que siguen.

En el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, se establecieron límites anuales decrecientes al déficit tarifario hasta 2013 (3.500, 3.000, 2.000 y 1.000 millones de euros, en 2009, 2010, 2011 y 2012 respectivamente), año en que se esperaba que fuera nulo; y se creó el FADE. Se creó también el registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial. La inscripción en el mismo sería desde ese momento obligatoria para beneficiarse del régimen retributivo del Real Decreto 661/2007.

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, se corrigieron al alza los límites establecidos por el Real Decreto Ley 6/2010 para el déficit tarifario (3.500, 3.000, 3.000, 1.500 millones de euros), debido a la caída de la demanda ya comentada al principio de este apartado y al incremento de la producción eléctrica a partir de fuentes renovables primadas, que echaron por tierra las previsiones del Gobierno. También limitó las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, y estableció la obligación de los generadores de pagar un peaje de acceso a la red al titular de la red.

En 2012, se aprueba el Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y residuos. Se argumenta en su exposición de motivos que las medidas adoptadas hasta la fecha resultan insuficientes, que los objetivos de potencia del PANER para el 2020 dan el suficiente margen de maniobra, y que la capacidad de generación es suficiente para cubrir la demanda prevista de los próximos años; con lo cual no es necesario seguir con el mismo ritmo de implantación de nuevas plantas para cumplir los objetivos previstos.

Con el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de

comunicaciones, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, se modifica la retribución de las actividades de transporte y distribución; se reduce el importe a pagar en concepto de pago por capacidad; se suspende el otorgamiento de nuevas autorizaciones administrativas para instalaciones de transporte competencia de la Administración General del Estado; se modifica la retribución del servicio de interrumpibilidad y se establecen una serie de criterios para la retribución de las instalaciones de generación de régimen ordinario, en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

El Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, añade medidas relacionadas con la retribución de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctrico insulares y extrapeninsulares; obliga a imponer un suplemento territorial en los peajes de acceso y tarifas de último recurso para las CCAA que gravan las actividades del suministro eléctrico con tributos propios o regargos sobre los tributos estatales; y vuelve a modificar la retribución de la actividad de transporte.

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética:

- Crea el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares (arts. 1 y 4).
- Se crean impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y del almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas (Título II).
- Cambia los tipos impositivos del gas natural y del carbón, eliminando además las exenciones para productos energéticos usados para producir electricidad y en la cogeneración de electricidad y calor útil (art. 28)
- Crea el canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica (art.29).
- Se excluye del régimen primado a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables (disposición final primera).

En la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos generales del Estado para el año 2013, lo más relevante es que se suspende el mecanismo de compensación de los extracostes de la generación en los sistemas insulares y extrapeninsulares con cargo a los Presupuestos generales del Estado; y se establece que los costes del Sistema eléctrico recibirán los ingresos procedentes de los triutos de la Ley 15/2012 de medidas fiscales, y los procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, en un 90%, con un máximo de 450 millones de euros.

A pesar de todas las medidas anteriores, los datos comunicados por la Comisión Nacional de Energía en su informe 35/2012, de 20 de diciembre, sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, pusieron de manifiesto la aparición, para el último trimestre de ese año, de un nuevo desajuste. Los motivos fueron por un lado, la reducción de la demanda que fue más acusada de lo previsto, a resultas de la reducción de la actividad industrial y del consumo, teniendo como consecuencia directa una menor recaudación de los peajes de acceso a las redes. Por otra parte, el sobrecoste del régimen especial se vio incrementado por la entrada en operación, con mayor premura de la esperada, de las nuevas centrales que habían resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución, y por unas horas de funcionamiento superiores a las inicialmente estimadas.

Lo anterior refleja los argumentos que se adujeron en el Real Decreto-Ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el sistema especial para empleados de hogar y otras medidas de carácter económico y social, para llevar a cabo las siguientes modificaciones:

- *“El régimen económico primado correspondiente para las instalaciones de generación de régimen especial devendrá inaplicable si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado que una instalación de generación de energía eléctrica en régimen especial inscrita en el Registro de preasignación de retribución no está totalmente finalizada al vencimiento del plazo límite establecido para ser inscrita con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial y comenzar la venta de energía” (art. 8).*

- Se suprimen los límites de déficit para los años 2012 y 2013 que el Real Decreto Ley 6/2010 había establecido, y que posteriormente fueron ampliados por el Real Decreto-Ley 14/2010.

El 1 de febrero de 2013 se publica el Real Decreto-Ley 2/2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Vino cargado con dos importantes cambios. En primer lugar modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico, que dejó de ser el Índice de Precios al Consumo, y pasó a ser el Índice de Precios al Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos²³. En segundo lugar, reformó el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, eliminando el sistema de primas, y dejando como dos opciones de venta de energía para esas instalaciones del régimen especial: la de tarifa regulada o la de venta en el mercado de producción sin complemento de prima. Además se elimina la opción de cambio, con lo cual si el generador escogía la opción de venta en el mercado, no podía luego cambiar a la opción de tarifa.

Nuevamente en 2013 se iban a producir desviaciones entre los ingresos y los costes del sistema, a pesar de las reformas citadas hasta ahora. Es así como llegamos al Real Decreto-Ley 9/2013 con el que empecé explicando este periplo reformador, a través de su exposición de motivos. En esta norma se habilita al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes, a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. Contiene más medidas, aunque me limitare a enumerar las siguientes: cambios en la metodología de la retribución de las actividades de transporte y distribución; medidas relacionadas con el FADE; modificación del régimen de asunción del coste del bono social; medidas relativas a la revisión de los peajes de acceso; creación del Registro administrativo de régimen retributivo específico; creación del Registro de autoconsumo; medidas respecto de la CNMC; y cambios en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de impuestos Especiales.

Aunque el análisis detallado lo realizaré en el próximo apartado, voy adelantando las líneas maestras de la reforma del régimen retributivo:

²³ De esa forma eliminaban la indexación a la cotización del Brent que en aquellos momentos giraba en torno a los 100 dólares. A 5 de noviembre de 2014 está en 83.38 \$.

- La retribución de estas instalaciones se basará en los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional.
- Se establece un límite a la retribución, para que no sobrepase el nivel mínimo necesario para cubrir costes que permitan competir en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías, y que permita obtener una rentabilidad razonable que girará antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años, más el diferencial adecuado (de 300 puntos para las instalaciones de producción con derecho a régimen económico primado, según la disposición adicional primera).
- Se suprimen los complementos por eficiencia y la bonificación por energía reactiva.
- Se derogan el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial; el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología; y ciertos apartados del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Sin embargo, en la disposición transitoria tercera, se establece que gran parte de lo derogado “se aplicará con carácter transitorio hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del Real Decreto-ley”. Asimismo, y tras modificación de la disposición final 5 de la LSE, el primer párrafo del apartado segundo de esa disposición transitoria tercera, queda como sigue:

“El organismo encargado de la liquidación abonará, con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados por las instalaciones de régimen especial, y aquellas de régimen ordinario con régimen retributivo primado al amparo de Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en aplicación de lo previsto en los referidos reales decretos”.

La reforma de la retribución se aplica de forma retroactiva. Esto ha motivado las reacciones de rechazo de los generadores. Algunos de ellos de forma individual o asociada (por ejemplo a través de APPA) han planteado demandas ante los tribunales.

Con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se sistematizan los principios que movieron todo el proceso de reforma visto hasta ahora, estableciéndose en su art. 13 el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, entendiéndose por ello la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del mismo. Lo cierto es que en realidad la antigua LSE 54/97, ya contenía el principio de suficiencia tarifaria, que se podría asimilar al de sostenibilidad de la actual ley. En mi opinión, la cuestión no radica en qué denominación se le aplique al principio, sino en la efectividad de su cumplimiento. Asimismo el artículo 19 determina lo que ocurre cuando surgen desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema; y para los años anteriores a 2014 dispone cómo se ha de distribuir el déficit acumulado, en la disposición final primera, que modifica la Ley 54/1997.

La nueva LSE, también recoge la reforma retributiva anterior eliminando la distinción entre régimen ordinario y especial. A continuación la comentamos.

1.3 Régimen retributivo.

Antes de estudiar la evolución del régimen retributivo, es interesante conocer aunque sea superficialmente, los diversos mecanismos de apoyo posibles para las energías renovables. Los dos mecanismos más generalizados son: las tarifas o primas reguladas (feed in tariffs/feed in premiums; FITs o FIPs) que siempre se contraponen al sistema de cuota y certificado verde (CV)²⁴.

En el primer caso, los productores de electricidad a partir de energías renovables obtienen por su venta un precio fijo, sea en su totalidad (tarifa regulada) sea en parte (prima que se suma al precio de mercado). En el segundo caso se impone la obligación a los consumidores, suministradores o productores de que una cuota de la energía que consumen, suministran o producen, tenga origen renovable. La Administración otorga los certificados verdes a los productores de energía a partir de fuentes renovables. Así los obligados pueden optar entre comprar la electricidad renovable junto con los certificados verdes, o bien sólo comprar los certificados verdes en un mercado paralelo. Al término del período regulado los obligados demuestran si

²⁴ En inglés TGCs (Tradable Green Certificates).

han cumplido o no con la cuota entregando los certificados verdes que tengan; en caso de no cumplir se les penaliza (Energía y Sociedad, 2014).

Es difícil extraer conclusiones generales acerca de la eficacia de cada instrumento de promoción por las numerosas variantes que presentan, y por la dificultad de aislar sus efectos del contexto en que se aplican, pero pueden hacerse las siguientes comparaciones (Saveyn, Soria y Wiesenthal, 2008):

- Los FIT/FIP son incentivos de precios, no permitiendo fijar con exactitud la cantidad de energía renovable producida, contrariamente a los CV que son incentivos basados en la cantidad.
- Los FIT/FIP parecen dar mayor seguridad a los inversores al basarse en contratos a largo plazo que garantizan unos determinados ingresos. En cambio los CV pueden suponer mayor riesgo por la volatilidad de sus precios.
- Los FIT/FIP distorsionan el mercado, siendo necesario un estricto control sobre los mismos para evitar burbujas, como la que se ha producida en España con la energía solar. Los CV al ser instrumentos basados en mercado parecen fomentar más la conducta eficiente de los agentes participantes (que buscan continuamente la reducción de costes).
- Los FIT/FIP permiten promover con mayor o menor intensidad una determinada tecnología según su grado de madurez. En cambio en un esquema de CV las tecnologías menos maduras encontrarán dificultades para desarrollarse porque los precios de los CV son homogéneos; este inconveniente puede salvarse otorgando más CV a los productores de electricidad con tecnologías inmaduras, o bien estableciendo mercados de CV diferenciados según las tecnologías.

No sólo se han hecho comparaciones entre FIT/FIP y CV, sino mismamente entre FIT y FIP. La ventaja de los FIP radica en que se integra en la dinámica del mercado, motivando los productos a seguir el comportamiento de la demanda, más todavía en las horas punta. El problema de los FIP es que pueden conducir a la sobrecompensación; de hecho es lo que ocurrió entre 2006 y 2006 con la energía eólica, motivando la introducción de límites superiores (y también inferiores, en orden a reducir el riesgo de mercado), o en el año 2008 con la energía solar (estas situaciones tienen el peligro adicional de reducir el apoyo social a las renovables, porque suponen mayores cargas para los consumidores). En cuanto a la opción FIT

puede ser buena para casos de tecnologías que no hayan conseguido todavía la suficiente madurez como para entrar en un sistema de mercado, o para ayudar a pequeños inversores (Shallenber-Rodríguez y Haas, 2012).

Los dos sistemas anteriores (FIT/FIP y CV) han sido comparados con gran frecuencia en la literatura sobre promoción de energías renovables. No ha ocurrido lo mismo con un tercer instrumento: las subastas. Suelen ponerse como excusa los intentos pasados fallidos, sin entrar a examinar de qué forma puede mejorarse el esquema de la subasta para que se convierta en el mecanismo de apoyo óptimo (del Río y Linares, 2014):

- En las subastas hay una cantidad determinada de producción de electricidad a partir de fuentes renovables por la que compiten los inversores; de esta forma se evita el problema de los FIT de sobrecompensación.
- La evolución en el tiempo de las subastas permite conocer el nivel de apoyo que requiere cada tecnología, revelando la reducción de costes que experimentan.
- Los problemas más citados del sistema de subastas son:
 - Los mayores costes de transacción, que pueden redundar en la no participación de pequeños agentes, lo cual deteriora el nivel de competencia.
 - No incentiva tanto la innovación en tecnologías inmaduras como los FIT.

Las desventajas de las subastas pueden minimizarse a través de un diseño adecuado del proceso de la subasta (por ejemplo combinando subastas en sobre cerrado con subastas dinámicas); estableciendo diferencias según las tecnologías; aprobando con anterioridad a la subasta los emplazamientos para las futuras instalaciones; transmitiendo a los inversores el programa de las subastas futuras; exigiendo mínimos de participantes en las subastas, o imponiendo normas que eviten la concentración de ofertas (por ejemplo prohibiendo que un solo ofertante se lleve más de un determinado % de lo subastado); adjudicando contratos a más largo plazo para reducir la incertidumbre; penalizando el incumplimiento de los contratos; estableciendo razonables para el cumplimiento de los contratos adjudicados; etc.

1.3.1 Sistema anterior: retribución en el régimen especial (R.D. 661/2007).

El régimen retributivo anterior a la reforma estaba basado en lo establecido en la Ley 54/1997 y en el RD 661/2007²⁵. Existía una dualidad entre el llamado régimen ordinario y el especial; aunque los productores del régimen especial gozaban de “*prioridad en el acceso a las redes de transporte y distribución, respetando el mantenimiento de la fiabilidad y seguridad de las redes*” (art 30.2.b) LSE 54/97). En régimen especial estaban incluidas las siguientes instalaciones, siempre que su potencia instalada no superara los 50 MW:

- *“Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.*
- *Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.*
- *Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.*

También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético” (art. 27 LSE 54/1997).

El RD 661/2007 en su art. 2, concreta las categorías, grupos y subgrupos, en las que se clasifican las instalaciones. Ya adelanto ahora que, al estudiarse en este trabajo el caso concreto de una instalación minihidráulica, revisaré los aspectos de la retribución que a una instalación de este tipo afecte. Este tipo de instalaciones pertenecen al Grupo b.4.

²⁵ Que sustituyo al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, pero conservando la estructura básica de su normativa.

A *sensu contrario* podemos conocer las instalaciones del régimen ordinario. La retribución en el régimen ordinario incorporaba los siguientes conceptos (art 16 LSE 54/1997):

- El precio de equilibrio obtenido por la energía eléctrica negociada en los mercados diario e intradiario.
- El precio de las operaciones de contratación bilateral o física o a plazo.
- Lo derivado de la participación en el mercado de servicios de ajuste del sistema.
- Una posible retribución de pago por capacidad.

La retribución en el régimen especial, para las instalaciones ya mencionadas, consistía básicamente en una doble opción de venta de la energía eléctrica: mediante una tarifa fija (sistema FIT) o mediante participación en el mercado mayorista con el resto de las tecnologías, obteniendo el precio de mercado más una prima (sistema FIP) (art. 24.1 RD 661/2007). La elección entre estas dos posibilidades se podía realizar por períodos no inferiores a un año, con la condición de comunicarla a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, un mes antes de la fecha en que se fuera a producir el cambio (art.24.4 RD 661/2007).

La tarifa consistía en una cantidad fija y única para todos los períodos de programación, que se determinaba según la clasificación de las instalaciones, su potencia instalada y a la antigüedad con la que llevara operando (art.25 RD 661/2007). En cuanto a la prima, era simplemente una cantidad que se adicionaba al precio negociado en el mercado o de forma libre. Pero algunas instalaciones del grupo b., como es el caso de la minihidráulica, tenían una prima variable. Lo que se hacía era establecer unos límites superiores e inferiores (cap y floor) para el resultado de la suma de prima y precio de referencia (que es el precio horario del mercado diario). De esta forma, las instalaciones siempre obtenían al menos el mínimo, pero nunca más que el máximo, según el precio de referencia fuese más o menos bajo (27.2 RD 661/2007).

El Gobierno español se comprometía a mantener las tarifas y primas (art. 22 RD 661/2007). No obstante, en el momento en el que se alcanzase el 85% del objetivo de potencia para una categoría de instalación, empezaría a contar un plazo establecido en ese momento por el Secretario de Energía, mediante Resolución, a cuyo término se

eliminarían las primas y las tarifas. En todo caso, tanto las tarifas como las primas se actualizaban anualmente siguiendo la evolución del IPC (art.44 RD 661/2007) menos 25 puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012, y a partir de esa fecha, menos 50 puntos básicos²⁶.

Aparte de la retribución por tarifa o prima sumada al precio de mercado, el régimen especial preveía una serie de complementos tarifarios (Nebreda, 2009):

- Complemento por energía reactiva
- Posibilidad de acogerse al régimen de discriminación horaria.
- Retribución por garantía de potencia (disposición adicional segunda RD 661/2007), ahora llamada pago por capacidad. Sirve por un lado para garantizar el suministro de electricidad en el largo plazo, a través del pago por capacidad en su modalidad de “incentivo a la inversión en el largo plazo” (este incentivo sólo es para instalaciones en régimen ordinario; y por otro para dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado, a través de su modalidad de “servicio de disponibilidad con el horizonte de un año” (de este incentivo sí se pueden beneficiar algunas instalaciones del régimen especial) (CNMC,2012).
- Complemento de continuidad frente a los huecos de tensión, aunque sólo era aplicable a la tecnología eólica y fotovoltaica.
- Complemento de eficiencia.
- Complemento de interrumpibilidad, aplicable sólo para cogeneradores, porque los de más de 5 MW se benefician del suministro eléctrico para operar.

1.3.2 Reforma: régimen retributivo específico (R.D. 413/2014).

Como ya se ha adelantado anteriormente, el Real Decreto-Ley 9/2013, trajo consigo un mandato para el Gobierno, de aprobar un nuevo sistema para la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Actualmente está recogido en el art. 14 LSE, en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD Renovables), y en la Orden ministerial

²⁶ Recordemos que posteriormente el Real Decreto-Ley 2/2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico, que dejó de ser el Índice de Precios al Consumo, y pasó a ser el Índice de Precios al Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.

IET/1045/2014, de 16 de junio, que aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Para optar al llamado régimen retributivo específico es necesario pasar por un procedimiento de concurrencia competitiva que más adelante explicaré. Los requisitos son estrictos y el incumplimiento de los plazos de finalización de las instalaciones, o de las características técnicas presentadas durante el proceso de concurrencia, devienen en la inaplicación (art 14.7.e) LSE).

La idea es retribuir de forma que se cubran los costes mínimos que permita que las instalaciones de producción citadas, compitan en igualdad con el resto de tecnologías del mercado, y que obtengan también una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo aplicable en cada caso (art.14.7.b) LSE). Conviene analizar en este momento dos puntos de cierta relevancia. En primer lugar, la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos (y gastos financieros), sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a 10 años²⁷ aplicando un diferencial. El diferencial es de 300 puntos básicos²⁸. En segundo lugar, procede explicar qué es una instalación tipo. Para determinar la retribución, a cada instalación se le asigna, durante el proceso de concurrencia competitiva, una instalación tipo (11.4 RD. Renovables). Las instalaciones tipo son instalaciones de referencia establecidas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que tienen determinados una serie de parámetros retributivos. Por tanto, dependiendo de las características reales de las instalaciones se asignará una determinada instalación tipo. La Orden IET/1045/2014 es la que recoge todos los parámetros de cada instalación tipo, siendo probablemente la norma de mayor extensión, ocupando más de 1700 páginas del Boletín Oficial del Estado.

Los ingresos de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos están ahora compuestos por:

²⁷ Concretamente se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del período regulatorio (art. 19.1 RD Renovables).

²⁸ Tal y como establece la disposición adicional primera LSE, o en el caso de instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del RD-L 9/2013, porque lo establece la disposición adicional segunda.

- La retribución específica, que a diferencia del sistema de primas del régimen especial, no se basa en la cantidad de energía producida, sino que se recibe en función de la potencia instalada²⁹.
- Ingresos provenientes de la participación en el mercado eléctrico y en los servicios de ajuste.
- Se realizan unos ajustes a los ingresos procedentes del mercado, que pueden implicar más o menos ingresos³⁰. Los ajustes se compensarán durante el resto de la vida útil de la instalación a través de las fórmulas de cálculo de la retribución específica, tal y como veremos más adelante (art. 22.5 RD Renovables).

²⁹ Lo que se entiende por potencia instalada viene recogido en el art. 3 RD. Renovables. La implicación inmediata es que la tesorería de cada empresa no fluctuará tanto como antes, ya que recibirán una retribución “fija” a lo largo de todo el año; mientras que en el sistema anterior, los que no habían elegido el sistema de tarifa, recibían una prima que variaba a lo largo del año dependiendo de en qué meses había por ejemplo más recurso para producir electricidad.

³⁰ Se calcula según lo dispuesto en el art. 22 RD Renovables. Explico estos ajustes en esta nota a pie de página y no en el cuerpo del texto porque en el análisis que haré de la instalación tipo, supondré que el ajuste es nulo.

Se establecen 4 límites (Límite superior 2 (LS2) < Límite superior 1 (LS1) < Límite inferior 1 (LI1) < Límite inferior 2 (LI2)) alrededor de la estimación del precio de mercado para cada año del semiperíodo regulatorio (calculado como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercados de futuros de electricidad organizado por OMIP durante un período de 6 meses anterior al inicio del semiperíodo regulatorio para el que se estime el precio de mercado).

a) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario haya sido superior a LS2:

$$Vaj_{dmi,j} = N_{hi,j} * 0,5 * (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + N_{hi,j} * (LS2_{i,j} - P_{mi,j})$$

b) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario se haya situado entre LS1 y LS2:

$$Vaj_{dmi,j} = N_{hi,j} * 0,5 * (LS1_{i,j} - P_{mi,j})$$

c) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» haya resultado mayor que LI1 y menor que LS1:

$$Vaj_{dmi,j} = 0$$

d) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» se haya situado entre LI1 y LI2:

$$Vaj_{dmi,j} = N_{hi,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - P_{mi,j})$$

e) En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» haya sido inferior a LI2:

$$Vaj_{dmi,j} = N_{hi,j} * 0,5 * (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + N_{hi,j} * (LI2_{i,j} - P_{mi,j})$$

Siendo:

Vaj_{dmi,j}: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado diario e intradiario en el año «i» del semiperíodo regulatorio «j», expresado en €/MW.

N_{hi,j}: Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos de dicha instalación tipo para el año «i» del semiperíodo regulatorio «j», expresado en horas.

P_{mi,j}: Precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» del semiperíodo regulatorio «j», expresado en €/MWh.

- Un incentivo a la inversión por reducción del coste de generación. No entraré en más detalles por aplicarse sólo a instalaciones de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (art. 18 RD Renovables).
- Ayudas públicas y otros ingresos derivados de la explotación (art. 24 RD. Renovables).
- El complemento por energía reactiva se ha suprimido. Ahora por este concepto sólo hay penalizaciones.

Un productor podría pensar que ya que se retribuye en función de la potencia y no de la energía generada, le compensará no tener las instalaciones operativas en todo momento durante su vida útil. Sin embargo, para evitar este problema se han establecido las correcciones del art. 21 RD. Renovables. Cuando la instalación no genere durante el mismo número de horas equivalentes de funcionamiento asignadas a la instalación tipo, los ingresos anuales del régimen específico se reducen, llegando a ser nulas si no se supera el umbral mínimo de funcionamiento³¹.

En cuanto a los componentes del régimen retributivo específico (Re) son (art. 11.6 RD Renovables):

- Un término retributivo por unidad de potencia instalada (Rinv).
- Un término retributivo a la operación (Ro).

$Re = Rinv * Potencia\ instalada + Ro * Energía\ vendida\ en\ el\ mercado\ de\ producción\ en\ cualquiera\ de\ sus\ formas\ de\ contratación\ en\ dicho\ período.$

Los parámetros usados en el cálculo de la retribución específica son fijados tomando como referencia la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad que se considere adecuada en cada período regulatorio (art. 14.4 LSE)

³¹ El número de horas equivalentes de funcionamiento son el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el mismo período (kWh), y la potencia instalada (kW). El umbral mínimo de funcionamiento es obviamente inferior al número de horas equivalentes de funcionamiento. Ambos valores son fijados por orden ministerial. El mecanismo es el siguiente, si la instalación funciona más que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo, no se reducen los ingresos; si se sitúa entre la horas equivalentes y el umbral mínimo, los ingresos se reducen proporcionalmente, multiplicándose por un coeficiente $d = (\text{Núm. de horas equivalentes instalación} - \text{umbral mínimo}) / (\text{Núm. de horas equivalentes instalación tipo} - \text{umbral mínimo})$; si se sitúa por debajo del umbral mínimo, pierde el derecho al régimen específico durante ese año.

Esta corrección se produce anualmente, pero a cuenta de la anual se producen también tres correcciones a lo largo del año; una en el primer trimestre, otra en el segundo y otra en el tercero.

A continuación explicaré como se calcula la Rinv. No explicaré la Ro porque sirve para igualar los ingresos de explotación por unidad generada, a los costes de explotación, en tecnologías que no lo consigan por sí solas, no siendo el caso de la minihidráulica que es la que examinaremos con detalle.

En cualquier caso, antes de meternos de lleno con las fórmulas de cálculo debo precisar que los parámetros retributivos se establecen para unos períodos determinados, pudiendo ser modificados. Estos períodos regulatorios son de 6 años (art. 14.4 LSE). Más adelante precisaré qué parámetros y cuándo son revisables. De momento sólo quiero resaltar que el primer período regulatorio empezó en la fecha de entrada en vigor del RD-L 9/2013 (concretamente el 14 de julio de 2013), y que terminará el 31 de diciembre de 2019, sucediéndose desde el 1 de enero de 2020 los posteriores períodos regulatorios cada 6 años (disposición adicional décima LSE). Además cada período regulatorio estará compuesto de dos semiperíodos regulatorios de 3 años (art. 15 RD renovables); el primer período semiregulatorio termina el 31 de diciembre de 2016 (disposición adicional primera RD renovables).

La Ecuación 1 nos indica cómo se ha de calcular el término retributivo por unidad de potencia instalada (Rinv). Vemos que se establece una equivalencia financiera entre el valor final de una renta de cuantía Rinv durante VRj períodos y el valor capitalizado VRj períodos del valor neto del activo (VNAj,a) por unidad de potencia corregido por el factor Cj,a. Se utiliza para el cálculo un tipo tj.

Ecuación 1: Fórmula Rinv (Art. 16.2 RD Renovables)

$$Rinv_{j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1}$$

Analicemos cada uno de los componentes³², y empecemos por el segundo³³. Es el valor neto del activo por unidad de potencia. Se calcula de acuerdo con la Ecuación 2.

³² Hay que tener en cuenta las siguientes precisiones que influyen en las fórmulas a la hora de capitalizar o actualizar los valores (art. 1 del ANEXO XIII del RD renovables):

Los parámetros retributivos se calculan a fecha 1 de enero de 2014, a excepción de los parámetros de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva de 2014 o

Ecuación 2: Cálculo del valor neto del activo (VNA) según el art. 2.a del Anexo XIII del RD Renovables.

$$VNA_{j,a} = \left[VI_a(1+t)^{p-a-1} - \sum_{i=a+1}^{p-1} (Ing_i - Cexp_i)(1+t)^{p-i-1} \right]$$

Donde:

- **VNA_{j,a}**: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio “j”, para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año “a”, expresada en €/MW.
- **VI_a**: Valor de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año “a” por unidad de potencia, expresada en €/MW.
- **a**: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.
- **p**: 2014, como primer año completo del primer semiperiodo regulatorio.
- **Ing_i**: Ingreso total medio por unidad de potencia percibido por la instalación tipo en el año i, para los años anteriores al 2014.
- **Cexp_i**: Estimación del coste de explotación por unidad de potencia de la instalación tipo en el año i, para los años anteriores al 2014.
- **t**: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable según la definición establecida en la disposición adicional segunda, sin perjuicio de su posterior revisión en los términos legalmente previstos.

Se observa que el valor neto del activo se calcula capitalizando (tomando como tasa de la rentabilidad razonable) el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, hasta el momento en que empieza el semiperíodo regulatorio, y se le restan los “márgenes

posterior en cuyo caso se calcularán a fecha 1 de enero del año posterior al de autorización de explotación definitiva.

La instalación tipo no percibe ingresos ni tiene costes durante el año natural en el que obtiene la autorización de explotación definitiva.

Los ingresos y los costes de explotación de la instalación tipo en los sucesivos años se producen el 31 de diciembre de dicho año.

La inversión de la instalación tipo se imputa el 1 de enero del año siguiente al de la autorización de explotación definitiva.

³³ Las fórmulas que usaré para el cálculo de cada uno de los componentes de Rinv son las del ANEXO XIII del RD renovables, ya que las instalaciones que analizaré son de las que se rigen por la disposición adicional segunda del mencionado Real Decreto. Hay diversas fórmulas aplicables según hablemos o no de instalaciones que tuvieran ya reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

brutos”³⁴ (también capitalizados) que la instalación ha ido obteniendo en todos los años desde su puesta en marcha. Con lo cual VNA, viene a representar lo que nos resta por recuperar de lo que hemos invertido. Si del cálculo resultase un VNA negativo, la normativa dice que se considerará que vale 0.

La Ecuación 3 recoge el método para calcular el coeficiente de ajuste (C_{j,a}), primer componente de la fórmula de cálculo de Rinv. Está expresado en tanto por uno:

Ecuación 3: Fórmula del Coeficiente de ajuste según el art. 2.b) del Anexo XIII RD Renovables.

$$C_{j,a} = \frac{VNA_{j,a} - \sum_{i=p}^{a+VU} \frac{Ingfi - Cexpfi}{(1 + t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,a}}$$

Donde:

- **C_{j,a}**: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año “a” para el semiperiodo regulatorio “j” expresado en tanto por uno.
- **VNA_{j,a}**: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio “j”, para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año “a”, expresada en €/MW.
- **p**: 2014, como primer año completo del primer semiperiodo regulatorio.
- **a**: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.
- **VU**: Vida útil regulatoria de la instalación tipo expresada en años.
- **Ingfi**: Estimación de los ingresos de explotación futuros por unidad de potencia que percibirá la instalación tipo en el año “i” hasta el fin de su vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24. Este valor se expresará en €/MW.

³⁴ Al calcular los ingresos de 2013, debido a que el año está partido por la aprobación del RD-L 9/2013, hasta el 13 de julio los ingresos que se tomarán en cuenta serán los reales, mientras que a partir del 14 de julio serán una estimación de los ingresos en función de los parámetros retributivos de 2014.

- **Cexpfi:** Estimación del coste futuro de explotación, por unidad de potencia, de la instalación tipo en el año “i” hasta el fin de su vida útil regulatoria. Este valor se expresará en €/MW.
- **tj:** Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperiodo regulatorio “j”, expresada en tanto por uno. Esta tasa será la correspondiente a todo el periodo regulatorio de conformidad con el artículo 19. En los semiperiodos regulatorios pertenecientes al primer periodo regulatorio la tasa de actualización tomará como valor el de la rentabilidad razonable establecida en la disposición adicional segunda.

El coeficiente de ajuste representa el valor neto actual menos los “márgenes brutos” estimados, que se espera que la instalación obtenga en el futuro, debidamente descontados (tomando como tasa la de la rentabilidad razonable), todo ello dividido por VNA, para que el coeficiente tome forma de tanto por uno.

Lo cierto es que no sería necesario usar el coeficiente de ajuste porque llegaría con restar los márgenes brutos futuros estimados directamente del VAN, pero la normativa limita el valor del coeficiente, que debe estar comprendido entre 0 y 1.

A continuación el coeficiente y el valor del activo neto son multiplicados por el tercer componente de Rinv. El tercer componente transforma lo que queda por pagar para que la instalación recupere el valor inicial de su inversión, en una renta futura de una serie constante de pagos.

$$R_{inv} = C \cdot VNA \cdot (1+t)^{VR} \cdot (1/s_{VR-t})^{35}$$

Lo mismo resulta de calcular:

$$R_{inv} = C \cdot VNA \cdot (1/a_{VR-t})$$

El coeficiente de ajuste y el Valor neto del activo se actualizan en el segundo semiperíodo regulatorio tal y como establece el ANEXO XIII.

Sólo falta ahora, analizar qué parámetros y cada cuánto tiempo se pueden modificar (art. 14.4 RD renovables). Los parámetros inmodificables son (art. 20 RD renovables):

³⁵ VR: Es la vida residual de la instalación tipo, entendida como el número de años que le faltan al inicio del semiperíodo regulatorio <j> a la instalación tipo para alcanzar su vida útil regulatoria, según el valor establecido por orden de Ministerio de Industria, Energía y Turismo (art. 16.2 RD renovables).

- El valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.
- La vida útil regulatoria de la instalación tipo.

Luego cada 6 años es modificable la tasa de retribución. Cada 3 años son modificables:

- Las estimaciones de ingresos y costes de explotación por la venta de energía generada.
- El número de horas equivalentes de funcionamiento y el umbral mínimo.
- Los límites superiores e inferiores del precio de mercado.
- El incentivo por reducción del coste de generación.

Y finalmente, se podrá modificar anualmente la retribución a la operación.

1.3.3 Comparación de los planes financieros según los esquemas retributivos del R.D. 661/2007 y el R.D. 413/2014 para una minihidráulica.

1.3.3.1 Especificidades de una central minihidráulica.

Antes de abordar el plan de viabilidad propiamente dicho, creo conveniente dar algunas indicaciones básicas sobre cómo operan, y sobre la situación de la energía minihidráulica.

Las centrales hidráulicas aprovechan la energía cinética procedente del movimiento de caudales de agua, debidos a los desniveles existentes entre dos puntos. La energía cinética se transforma primero en energía mecánica, cuando el agua mueve la turbina hidráulica; a continuación un alternador acoplado a la turbina convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Se considera que las centrales son minihidráulicas cuando su potencia instalada no supera los 10 MW.

Los tipos fundamentales de centrales minihidráulicas son:

- De agua fluyente: se desvía parte del caudal de un río, conduciéndolo hasta las turbinas, para después ser devuelto al cauce del río. Lo característico de esta forma de aprovechamiento es que el salto (desnivel) de agua es prácticamente constante, y la potencia depende directamente del caudal del río. También existe la posibilidad de construir un azud que cree un desnivel suficiente, para que la central pueda colocarse directamente en el curso del río, sin necesidad de derivar parte del caudal.

- A pie de presa: la presa sirve para construir un embalse en el cauce del río. De esta forma puede controlarse el flujo de salida del agua, para proporcionar energía al sistema en los momentos de mayor consumo. En las minicentrales, al tener una capacidad de estocar pequeños volúmenes, se suele almacenar agua por la noche para producir en momentos determinados del día, o bien almacenar a lo largo de la semana, y producir el fin de semana.
- De canal de riego: utilizan el desnivel presente en el canal, conduciendo el agua hasta la turbina y devolviéndola posteriormente al canal.
- De bombeo: cuando la demanda de electricidad es baja se utiliza la energía eléctrica que no precisa la demanda para bombear el agua contenida en un embalse hasta otro situado en un nivel superior. Cuando la demanda de electricidad es alta, se usa el desnivel para trasladar el agua del embalse superior al inferior, pasando el agua por la turbina y produciendo electricidad.

España destaca por sus recursos hidrológicos³⁶. En concreto en Galicia, la minihidráulica ha tenido siempre una gran tradición dentro de su mix de producción de energía eléctrica. Según datos del IGE (Instituto Galego de Estadística), en 2012, había 116 centrales minihidráulicas con una potencia instalada total de 303 MW.

Las ventajas que tiene esta tecnología es que sus costes de generación (costes variables) son de los más reducidos entre todas las energías renovables. Además el agua es un recurso fácilmente gestionable.

Siempre se le ha achacado como problema el impacto ambiental que estas instalaciones generan. En el caso de la minihidráulica es más reducido. Además este tipo de centrales tienen como media, unos tiempos de tramitación desde que empieza el proyecto hasta que comienza a funcionar la central de entre 8 y 12 años. Los trámites administrativos que deben superarse, son en síntesis³⁷:

- Solicitud de la concesión de aguas: concretamente a Augas de Galicia, el organismo al que le corresponde la ordenación administrativa de los usos y aprovechamientos hidráulicos en la Demarcación Hidrográfica de Galicia-

³⁶ En la siguiente página web del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, pueden verse todos los aprovechamientos hidroeléctricos de España: <http://sig.magrama.es/snczi/>

³⁷ No haré referencia a los trámites anteriores a la reforma presente, aunque en líneas generales lo único que ha cambiado es que en vez de solicitar el acogimiento al régimen especial, se pide el otorgamiento del régimen retributivo específico.

Costa. El procedimiento a seguir es el del arts. 104 y ss del Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico que desarrolla los títulos preliminar, I, IV, V, VI, VII y VIII del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. Será preceptivo el informe previo de la Administración Pública competente en materia energética que autorice las unidades de producción; si éste último informe no es favorable, no se podrá conceder la concesión para el uso de agua (art.22 LSE).

- Pasar la evaluación de impacto ambiental tal y como establece la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, a fin de obtener la declaración de impacto ambiental (DIA).
- Tramitar la obtención de los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución: la regulación está en el art. 33 LSE, y en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, debido a que el Gobierno aún no ha desarrollado el nuevo reglamento.
- Solicitud y obtención de la autorización administrativa previa, antes mencionada, de autorización de las unidades de producción; la autorización administrativa de construcción, véase la licencia que debe solicitarse al ayuntamiento competente; y la autorización de explotación, en el momento en que el proyecto se haya ejecutado. Todos estos procedimientos deben darse ante la Administración autonómica ya que la minicentral hidráulica del presente supuesto tiene menos de 50 MW (art. 35 RD renovables).
- Inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. La inscripción devendrá definitiva cuando la instalación disponga de autorización de explotación definitiva (art. 37 y ss RD renovables).
- Participación en el proceso de concurrencia competitiva del art. 12 RD renovables para el otorgamiento del régimen retributivo específico. Una vez concluido el proceso, sigue la inscripción en el registro de régimen retributivo específico, primero en estado de preasignación³⁸; y después si la instalación está totalmente finalizada en la fecha límite, y cumple los requisitos y condiciones relativas a sus características establecidas por orden ministerial, podremos

³⁸ Siendo necesaria la presentación, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, del resguardo de la Caja general de Depósitos acreditativo de haber depositado un aval por la cuantía que se especifique por orden ministerial (art. 44 Renovables)

solicitar que la inscripción pase a ser en estado de explotación (art. 46 RD renovables), lo cual es condición necesaria para percibir la retribución específica (art. 43.4 RD renovables)³⁹.

El hecho de que la instalación tipo que analizaré sea del año 2007 implica que ya tenía reconocida una retribución primada al entrar en vigor el real Decreto-Ley 9/2013. La consecuencia, según la disposición transitoria primera RD renovable, es que quedan automáticamente inscritas en el registro de régimen retributivo específico y en estado de explotación.

1.3.3.2 Plan de viabilidad

Para analizar cómo repercute la reforma de la retribución en los flujos y rentabilidades de la instalación (que llamaré GAMHIDRASA: Galicia Minicentral Hidráulica, S.A.), y a su vez, cómo repercute ello en las condiciones de financiación acordadas con el banco, aplicaré, para elaborar la planificación financiera, la propuesta metodológica recogida por Durbán, et al. (2009).

GAMHIDRASA es de tipo fluyente y tiene 10 MW de potencia, por lo que forma parte del grupo b.4 del RD 661/2007; en el RD Renovables, forman parte del grupo b.4.1. La instalación tipo asignada varía en función del año de autorización. Los años de autorización contemplados en la Orden ministerial van desde 1994 a 2016; a las instalaciones anteriores a 1994 se les asigna la instalación tipo de 1994. Como elijo como año de autorización de explotación definitiva 2007, la instalación tipo asignada es la IT-00708. Consideraré una vida útil de 25 años con un valor residual de 0 €⁴⁰. Tomaré como valores del activo no corriente el de los valores estándar de la inversión inicial: 1.879.000 €/MW. La orden integra dentro del valor estándar de la inversión inicial: obra civil, grupos turbogeneradores y auxiliares, sistema eléctrico, control e

³⁹ Todos estos trámites se realizan ante la Dirección General de Política Energética y Minas.

⁴⁰ No prolongo la vida útil más allá de lo establecido en la Orden ministerial, aunque no habría inconveniente, estribando la diferencia en que a partir del cumplimiento de los años de vida útil marcados por la Orden, la instalación ya no tendría derecho a retribución específica. Cuando era de aplicación el RD 661/2007, al terminar un determinado período de vida útil, también de 25 años en el caso de minicentrales hidráulicas, la tarifa disminuía; pero tampoco consideraré esa posibilidad.

interconexión, ingeniería de detalle y dirección de obra del proyecto (CNMC, 2014d, p. 24)

Supondré asimismo, para cuando calcule la retribución específica, que GAMHIDRASA está en funcionamiento el número de horas equivalentes marcadas en la Orden ministerial (ANEXO VIII de la Orden, p.952), con lo cual no habrá disminución de la retribución específica por funcionar por debajo de las horas de funcionamiento equivalente⁴¹. De 2017 en adelante, operará las mismas horas que en 2017.

1.3.3.2.1 Plan de explotación.

En el primer escenario (E1), los ingresos provendrán durante toda la vida útil de las tarifas reguladas, aplicándoles como tasa de crecimiento el del Índice de Precios al Consumo⁴² de cada año, sin ser a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos, para simplificar; a partir de 2014 supondré que la tarifa crece a la tasa que marca el IPC de 2013.

En el segundo escenario (E2), hasta mediados de 2013 (momento en que se produce la reforma), consideraré como **ingresos** los provenientes de tarifa⁴³, y no los ingresos reales medios por cada instalación tipo, calculados por la CNMC, como sí hace la Orden. No sería justo usar para el cálculo de ingresos pasados los provenientes del sistema de precio de mercado más prima, porque estaríamos penalizando aquellos proyectos que asumieron ese riesgo⁴⁴. A partir de la otra mitad del 2013 usaré los ingresos por precio de mercado fijados en la Orden (que están modificados por unos coeficientes de apuntamiento que adaptan los precios para cada tecnología; en el caso de la hidráulica su valor es de 0,939) más la retribución específica. De 2017 en adelante, supondré que los ingresos por precio de mercado y la retribución específica se mantienen constantes, tal y como hace la Orden ministerial (ANEXO III. 1.1.). De esta forma podré comparar el cambio en la retribución. En

⁴¹ En el caso de tarifa no había horas de funcionamiento equivalente, ni umbral mínimo porque la tarifa que se cobraba estaba expresada en céntimos de € por KWh producido (c€/KWh).

⁴² Siendo 2011 el año base.

⁴³ Supondré que la instalación, en el caso de tarifa, no está acogida, y seguirá sin estarlo, al régimen de discriminación horaria de dos períodos, presente en el art. 26 del derogado RD 661/2007; y que tampoco cobra ni tiene penalización alguna por el régimen de energía reactiva del art. 29 del mismo RD.

⁴⁴ Es justamente lo que hace la Orden para calcular la Retribución a la inversión, con lo cual penaliza a aquellas empresas que se arriesgaron con el sistema de mercado más prima.

ninguno de los dos casos la instalación participa en los servicios de ajuste, con lo que no recibe ningún ingreso por ese concepto.

La **rentabilidad razonable** es, tal y como explicamos en un apartado anterior, el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a 10 años, en los 10 años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, aplicando un diferencial de 300 puntos básicos. Como el rendimiento medio fue de 4,398 %, si le sumamos el diferencial de 300 puntos básicos llegamos a una rentabilidad razonable de 7,389 %. Supondré constante la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida útil de GAMHIDRASA, a pesar de que es probable que en la realidad descienda, considerando que en los años tenidos en cuenta para calcular el rendimiento medio, los bonos a 10 años daban un rendimiento bastante más alto que el que puede esperarse en el futuro.

En cuanto a los **costes de explotación**, usaré los incluidos en la Orden ministerial⁴⁵; de 2017 en adelante, contrariamente a lo que supone la Orden, permanecerán constantes⁴⁶. Para el cálculo el Gobierno ha incluido costes de *“operación y mantenimiento de las instalaciones y equipos, seguros, cánones hidráulicos, alquiler de terrenos y de la concesión administrativa de aguas, tasas locales, pago de peajes de acceso desde 2011, los costes de representación y de desvíos sobre la producción prevista desde 2008, y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, así como la tasa hidroeléctrica”* (CNMC, 2014d, p.24).

En cuanto a los ajustes a los ingresos procedentes del mercado, supondré que son nulos, a fin de facilitar el análisis financiero, ya que en definitiva lo que no quitasen o añadiesen por el lado de la retribución específica, lo ganaríamos o perderíamos, respectivamente, por el lado de lo percibido en el mercado.

Finalmente es preciso recordar que la instalación tipo no percibe ingresos ni tiene costes durante el año natural en el que obtiene la autorización de explotación definitiva

⁴⁵ Aunque en algunas tecnologías es posible que hayan sido infravalorados.

⁴⁶ Concretamente, la Orden supone que a partir de 2017, aumentan un 1% cada año con la siguiente especialidad: no todos los gastos de explotación aumentan un 1% anual, ya que excluye los peajes de acceso y el Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Hago la simplificación de suponerlos constantes, porque no puedo asilar el efecto del Impuesto citado, debido a que uso los costes de explotación de la Orden para ambos escenarios, cuando posiblemente el impuesto fuese distinto dependiendo del escenario.

(ANEXO XIII.1.b) RD Renovables), por lo que para simplificar el plan de viabilidad supondré que GAMHIDRASA empieza a percibir ingresos y a tener costes en 2008.

1.3.3.2.2 Estrategia de capital.

- **Política de inversión:** Se invierten 1.879.000 €/MW, es decir, las instalaciones de GAMHIDRASA tienen un valor de 18.790.000 €. No se realizan más inversiones a lo largo de la vida útil de las instalaciones.
- **Política de financiación:** Siguiendo la práctica habitual respecto de instalaciones minihidráulicas, un 35% del capital provendrá de los socios, y el 65% restante de un préstamo a largo plazo en forma de Project finance.

Financiarse a través de un Project finance implica financiar a largo plazo un proyecto individual de gran envergadura, sin necesidad de garantía alguna diferente de la de sus propios flujos futuros, siempre que sean predecibles y estables (Garvía, 2013). La entidad que proporcione la financiación velará por tanto por que los flujos de caja que genera el proyecto puedan hacer frente a la devolución del préstamo más sus intereses. Concretamente, el parámetro del que se hace seguimiento es del Ratio de Cobertura al Servicio de la Deuda (RCSD), que se define como: Flujo de Caja Libre (FCL) dividido por el Flujo de Caja de la Deuda (FCD). Si RCSD es mayor que 1, hay suficiente flujos como para atender a la devolución del préstamo más sus intereses. Supongo que el banco que nos concede el préstamo bajo la forma de Project finance fija un RCSD de 1,2 a mantener hasta haber amortizado el préstamo. En caso de bajar de 1,2 estaríamos en zona de peligro, y si se bajara de la unidad el banco ejecutaría una cláusula de vencimiento anticipado. En muchas ocasiones los accionistas del proyecto se involucran en el Project finance como signo de buena fe, y para dar mayor seguridad, con lo que la situación de vencimiento anticipado, sería especialmente gravosa.

El préstamo se recibe el 1 de enero de 2006. Sigue el modelo francés. Los intereses de cada período son de un 6.5% del capital vivo al comienzo del año, con pago anual a 31 de diciembre de cada año⁴⁷. Se devuelve en 25 años. Hay 3 años de carencia total.

⁴⁷ Es una T.A.E. razonable para financiar un proyecto energético de esa envergadura en el año 2007 en España.

El capital aportado por los socios se desembolsa en dos etapas. El primer desembolso es de una cuarta parte del valor nominal de cada acción (exigencia del art. 79 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, en adelante LSC), y se realiza en el momento de la constitución, a finales del año 1999. En 1999, además de constituirse la sociedad se inician todos los trámites administrativos, que concluyen en 2007 con la autorización de explotación definitiva. El segundo desembolso del 75% del capital pendiente, se realiza en el año 2004. El objetivo es ir haciendo parte de los pagos de las obras con el dinero de los socios, quedando a deber el resto, y en el 2007 liquidar todas las deudas pendientes por las obras y trámites de la inversión inicial con el dinero del préstamo, para obtener la autorización definitiva ese mismo año, y empezar a funcionar en 2008. Es decir, en 2007, la única deuda que tenemos es la del préstamo a largo plazo del Project finance. Para simplificar el análisis de viabilidad lo empiezo en el año 2007, con la empresa (que no las instalaciones) en funcionamiento desde 1999. Por eso mismo en el presupuesto de capital no recojo la inversión inicial ni la entrada del dinero de los socios ni del préstamo, dado que en cualquier caso el saldo acumulado neto procedente de estas partidas sería igual a cero en 2007.

1.3.3.2.3 Estrategia financiera.

- **Política de amortizaciones:** El activo no corriente, representado por el valor inicial de la inversión se amortizará de forma lineal a lo largo de los 25 años de vida útil, con un valor residual de 0€. Las amortizaciones empiezan en 2008 que es cuando se pone en operación la minicentral; además, por si quedase alguna duda, el 6º punto de la disposición adicional segunda del RD renovables nos recuerda que “se considerará que la fecha de inicio para la contabilización de la vida útil regulatoria es el 1 de enero del año siguiente al de la autorización de explotación definitiva de la instalación” (que en nuestro caso es 2007).
- **Política de dividendos:** El 100% de los beneficios se destinará a dividendos sólo a partir del año siguiente a haber acabado de amortizar el préstamo. Suele ser condición que ponen las entidades financieras para aceptar un Project Finance. Los dividendos se reparten al año siguiente del de obtención del beneficio del que provienen. La LSC dispone en su art. 274 que *“en todo caso, una cifra igual al diez por ciento del beneficio del ejercicio se destinará a la*

reserva legal hasta que esta alcance, al menos, el veinte por ciento del capital social”. Como empiezo el plan en el año 2007, es decir llevando la empresa (que no las instalaciones) en funcionamiento desde 1999, supondré que la reserva legal ya ha sido dotada en conformidad con la Ley, desde el mismo momento de su constitución.

1.3.3.3 Estrategia de corto plazo.

- **Política de circulante:** como producimos energía que vendemos casi inmediatamente al mercado, no es necesario establecer los días de existencias; ni los días de proveedores, porque supondré que pagamos al contado. Además supondré que los ingresos se obtienen en el año en que se devengan, por lo que tampoco hay días de clientes. Fijaremos la tesorería operativa en un 10% de los costes de explotación. Se supone que todos los gastos de explotación se pagan al contado. En cuanto al Impuesto de sociedades, aplicaré un tipo impositiva del 30% sobre el beneficio antes de impuestos, pagadero al año siguiente. Finalmente, no tendré en cuenta el IVA, para simplificar los cálculos y porque las empresas hacen de meros recaudadores e intermediarios con Hacienda, con lo cual el efecto es neutro. Otros impuestos como el IBI, el ICIO, el canon de agua o la tasa hidroeléctrica, ya están incluidos dentro de los costes de explotación.

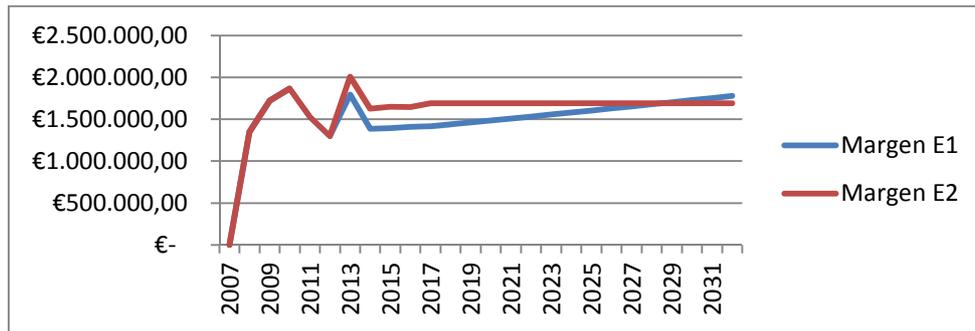
1.3.3.4 Análisis de los escenarios.

En ambos escenarios el presupuesto de capital es viable porque su saldo acumulado final es positivo (E1: 9.725.360,57€; E2: 11.483.592,27€). Tan elevado superávit es excesivo y perjudica las rentabilidades, por lo que debería revisarse el plan. Para mejorar la situación se haría necesario invertir esa tesorería no operativa, o bien hacer pagos a los socios en concepto de reparto de dividendos. En cuanto los saldos intermedios, no presentan déficits con lo que no sería necesario más alisado que el que elimine el superávit parcial de cada período⁴⁸.

⁴⁸ Para alisar superávits parciales, se pueden invertir temporalmente en una cartera de valores con liquidez suficiente para cubrir déficits posteriores. En cuanto a los déficits parciales, se alisan financiándolos a través de la realización total/parcial de las carteras de valores antes mencionadas, o bien usando créditos a corto plazo.

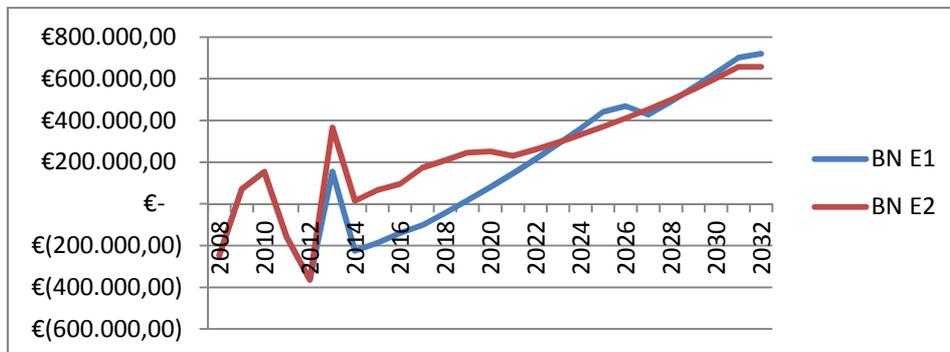
Veamos qué conduce a que E2 sea mejor que E1. Siendo los costes de explotación los mismos, la diferencia entre ambos escenarios viene marcada por la diferencia en los ingresos. Hasta el año 2013 los ingresos son obviamente iguales; a partir de la reforma, los ingresos de E2 son superiores, hasta 2029, año en que E1 vuelve a generar un volumen de ingreso superior (Ilustración 11).

Ilustración 11. Comparativa márgenes de explotación (Fuente: Elaboración propia).



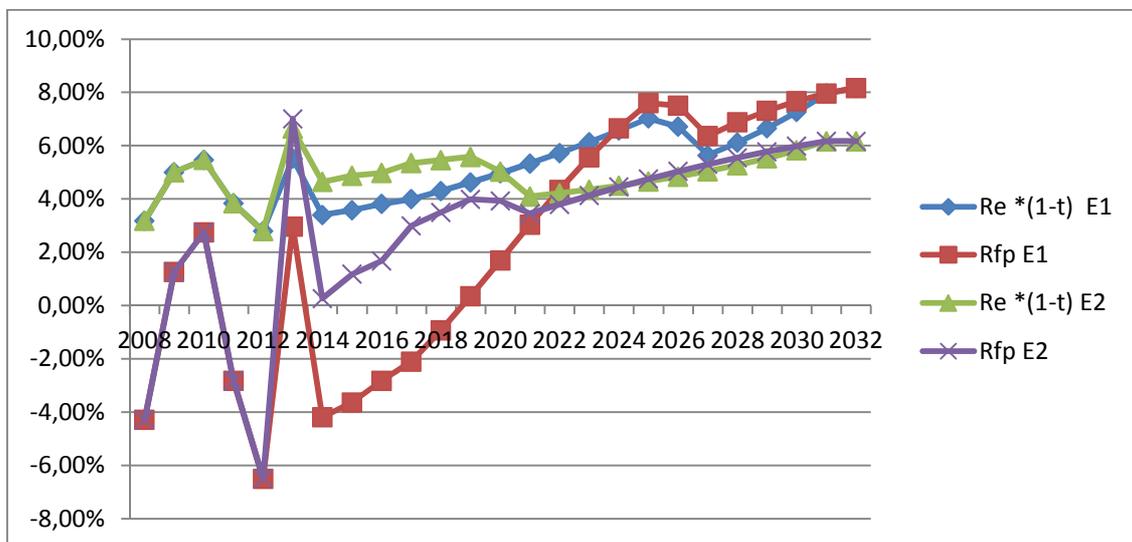
Si comparamos los Beneficios Netos de cada ejercicio nuevamente son iguales hasta 2013. De ahí en adelante en E2 son superiores a E1 debido a la diferencia en los márgenes antes comentada. Sin embargo, de 2024 a 2026 (incluido) los Beneficios Netos de E1 son superiores a E2. Siendo los gastos financieros iguales para ambos escenarios, la razón radica en que E1 venía teniendo más pérdidas de ejercicios anteriores a compensar en ejercicios siguientes (porque recordemos, sus márgenes eran inferiores). En 2027, el BN de E1 vuelve a ser inferior al de E2, porque sus ingresos siguen siendo inferiores, pero ya no tiene pérdidas de ejercicios anteriores a compensar. Finalmente, a partir de 2029, la diferencia de BN sigue la misma senda que la de los márgenes. De forma resumida es lo que refleja Ilustración 12.

Ilustración 12. Comparativa beneficios netos (Fuente: elaboración propia).



En cuanto a las rentabilidades (Ilustración 13), nuevamente son similares hasta el momento de la reforma retributiva. A partir de ese momento, en ninguno de los escenarios son todo lo altas que podrían ser debido a la acumulación de tesorería operativa (que es mayor en E2 y por eso sus rentabilidades son inferiores que las de E1 del año 2021 en adelante), que como hemos dicho antes debería bien invertirse, bien repartirse entre los socios. Además en los años en que podría aprovecharse la deducibilidad de los gastos financieros en el impuesto de sociedades, el tipo de interés es superior a la rentabilidad económica, resultando en que la rentabilidad financiera es inferior a la rentabilidad económica⁴⁹.

Ilustración 13. Comparativa rentabilidades (Fuente: elaboración propia).



Respecto de los flujos de caja lo primero es comprobar si respetamos el RCSD marcado entre las condiciones del Project finance. En E1 aunque en ningún momento descendemos de un RCSD de 1, hay dificultad para alcanzar el objetivo de 1,2. En cambio en E2, se alcanza con relativa facilidad el objetivo. Sin embargo, en los años finales del préstamo en E2, los flujos de caja para la deuda crecen más rápidamente que los flujos de caja libres, provocando que RCSD sea inferior a 1,2 aunque nunca a 1. El banco no debería poner ninguna pega teniendo en cuenta toda la tesorería no operativa disponible. Los FCD crecen debido a que en el sistema francés de amortización, el hecho de que se mantenga constante el término amortizativo, implica

⁴⁹ La rentabilidad financiera ha sido calculado como: $[re+(re-i)(D/FP)](1-t)$ siendo:

- re: rentabilidad económica
- i: tipo de interés efectivo
- D: Fondos ajenos con coste explícito
- FP: Fondos propios
- t: tipo impositivo efectivo

que los intereses devengados son cada vez menores, con lo que habrá menor deducibilidad en el impuesto de sociedades. En la Ilustración 14 puede verse lo anterior, y en la

Ilustración 15 los flujos de caja libres de forma acumulada.

Ilustración 14. Flujos de Caja Libres anuales (Fuente: elaboración propia).

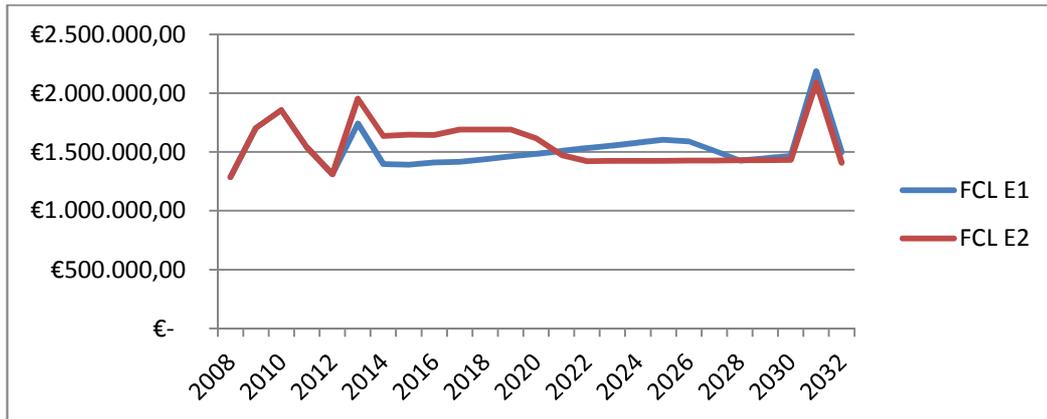
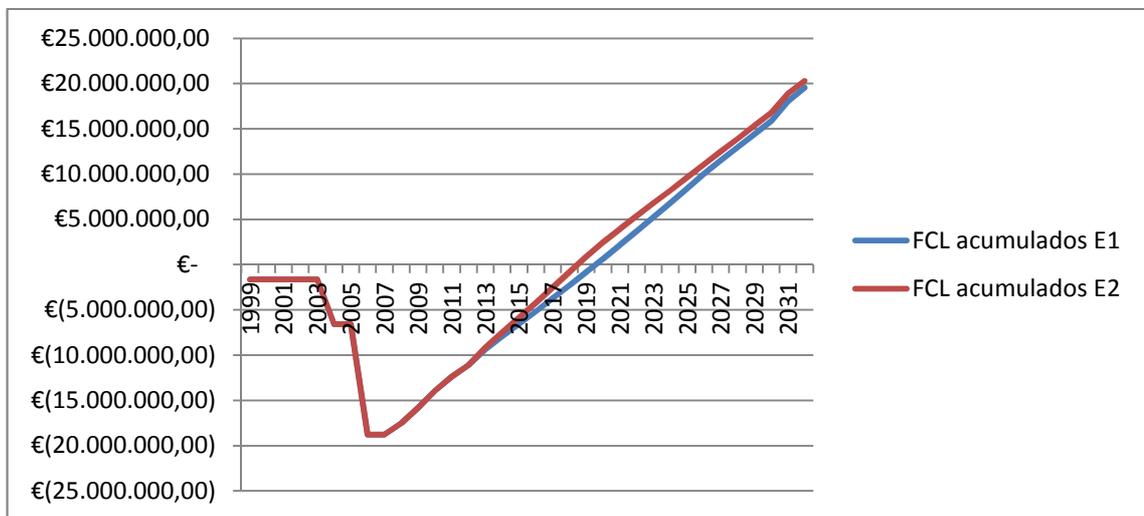


Ilustración 15. Flujos de Caja Libres acumulados (Fuente: elaboración propia).



A partir de los flujos de caja podemos calcular la TIR (Tasa Interna de Rentabilidad), del proyecto con los flujos de caja libre, o de los accionistas con los flujos de caja para los accionistas. Aunque nuestra inversión no es simple, al ser pura, la TIR no pierde su significado como si ocurre en el caso de inversiones mixtas. De todas formas no debe olvidarse que la TIR es una rentabilidad bruta; la rentabilidad neta viene dada por la diferencia entre la TIR y el coste del capital (Doldán, 2000, p.40). En el caso de la TIR

del proyecto habría que compararla con un Coste del Capital Medio Ponderado (ccmp), y en el de la TIR del accionista con la rentabilidad mínima exigida por los accionistas o costes de los fondos propios (kfp).

Recordemos también que el Gobierno, en la Orden Ministerial, aseguraba una rentabilidad razonable de 7,389 %. Sin embargo tengamos en cuenta que:

- La rentabilidad razonable prometida es antes de impuestos.
- No era la rentabilidad del accionista, sino la del proyecto, con lo que además de antes de impuestos, es antes de gastos financieros.
- A la hora de calcular la retribución a la inversión es obligatorio imputar la inversión inicial a 1 de enero del año siguiente al de la autorización de explotación definitiva, cuando en la realidad, hay desembolsos mucho antes de esa fecha, porque deben construirse las instalaciones y obtenerse todas los permisos, sin lo cual no es posible obtener la autorización de explotación definitiva.
- La rentabilidad razonable se calcula para la instalación tipo, y para la instalación tipo se usaron datos medios, y se usarán datos medios de todas las instalaciones que pueden estar incluidas en esa categoría. La consecuencia es que la rentabilidad razonable prometida lo es del proyecto de la instalación tipo, no de nuestras instalaciones concretas, que pueden ser más caras o más baratas, funcionar más o menos horas, tener más o menos costes de explotación, etc.

La TIR de nuestro proyecto en E1 es de 5,2021%, mientras que en E2 es de 5,4825%. Como vemos, estamos lejos del 7,389%. La causa de esta desviación está en lo comentado más arriba. La TIR de los accionistas es en E1 de 3,2432% y en E2 de 4,4073%.

Para comprobar hasta qué punto influyen las diferencias entre la instalación tipo, y nuestra instalación real, podemos realizar análisis de sensibilidad mediante tablas de doble entrada. Los análisis de sensibilidad son especialmente útiles para identificar las variables cruciales de los proyectos (Brealey et al., 2010). A continuación aparecen tres tablas de datos. En las dos primeras (Tabla 1 y Tabla 2) se ha realizado un análisis de sensibilidad (en ambos escenarios) de los costes de explotación en las filas (opex en adelante) y de la inversión inicial en las columnas (capex). Puede observarse

que a medida que aumentan los opex se reduce la TIR, y lo mismo ocurre cuanto más aumentan los opex. De esta forma puede trazarse una frontera (cuyo límite viene marcado por la TIR de la situación original en la que opex y capex son los de la instalación tipo) que permite decidir si un proyecto es interesante o no. En la Tabla 3, el análisis de sensibilidad es (sólo para E2) respecto de las horas de funcionamiento en las columnas, y los opex en las filas. En este caso la frontera sigue otro sentido ya que cuanto más aumenten las horas de funcionamiento, mayor es la TIR.

Por lo tanto, si los opex establecidos en la Orden infravaloran los opex reales, la TIR del proyecto se reduce. Al mismo tiempo, puede ocurrir que la Orden sea demasiado optimista respecto de las horas de funcionamiento futuras, con lo que a menores horas de funcionamiento reales, menor TIR del proyecto.

Tabla 1. Análisis sensibilidad E1 Opex-Capex (Fuente: elaboración propia).

5,20%	-35%	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%
-35%	9,07%	8,85%	8,62%	8,39%	8,15%	7,91%	7,67%	7,42%	7,17%	6,91%	6,65%	6,38%	6,11%	5,84%	5,88%	5,73%	5,54%
-30,00%	8,46%	8,24%	8,02%	7,80%	7,57%	7,34%	7,11%	6,87%	6,63%	6,38%	6,13%	5,88%	5,83%	5,76%	5,61%	5,52%	5,27%
-25,00%	7,91%	7,70%	7,49%	7,27%	7,05%	6,83%	6,61%	6,38%	6,15%	6,00%	5,77%	5,75%	5,66%	5,61%	5,39%	5,12%	4,83%
-20,00%	7,41%	7,21%	7,01%	6,80%	6,59%	6,38%	6,16%	6,03%	5,82%	5,71%	5,71%	5,66%	5,48%	5,24%	4,98%	4,70%	4,39%
-15,00%	6,97%	6,77%	6,58%	6,38%	6,26%	6,06%	5,87%	5,67%	5,75%	5,70%	5,55%	5,35%	5,11%	4,86%	4,58%	4,29%	3,93%
-10,00%	6,57%	6,38%	6,28%	6,09%	5,91%	5,73%	5,72%	5,73%	5,61%	5,43%	5,22%	4,99%	4,74%	4,48%	4,18%	3,84%	3,49%
-5,00%	6,29%	6,12%	5,95%	5,82%	5,68%	5,75%	5,65%	5,50%	5,31%	5,10%	4,88%	4,64%	4,38%	4,09%	3,76%	3,43%	3,08%
0,00%	5,98%	5,89%	5,73%	5,77%	5,69%	5,56%	5,39%	5,20%	5,00%	4,78%	4,54%	4,30%	4,00%	3,69%	3,37%	3,04%	2,70%
5,00%	5,78%	5,80%	5,73%	5,61%	5,46%	5,29%	5,10%	4,90%	4,68%	4,45%	4,21%	3,92%	3,63%	3,32%	3,01%	2,68%	2,34%
10,00%	5,76%	5,65%	5,51%	5,36%	5,19%	5,00%	4,80%	4,59%	4,38%	4,12%	3,85%	3,57%	3,27%	2,97%	2,66%	2,34%	2,00%
15,00%	5,56%	5,42%	5,26%	5,09%	4,91%	4,72%	4,51%	4,30%	4,05%	3,78%	3,51%	3,23%	2,94%	2,64%	2,33%	2,02%	1,69%
20,00%	5,33%	5,17%	5,01%	4,82%	4,64%	4,44%	4,23%	3,98%	3,72%	3,46%	3,19%	2,91%	2,63%	2,33%	2,03%	1,71%	1,38%
25,00%	5,09%	4,92%	4,75%	4,56%	4,37%	4,15%	3,91%	3,67%	3,41%	3,15%	2,89%	2,61%	2,33%	2,04%	1,73%	1,42%	1,10%
30,00%	4,84%	4,67%	4,49%	4,31%	4,08%	3,85%	3,61%	3,37%	3,12%	2,86%	2,60%	2,33%	2,05%	1,76%	1,46%	1,15%	0,82%
35,00%	4,60%	4,42%	4,24%	4,02%	3,80%	3,57%	3,33%	3,09%	2,84%	2,59%	2,32%	2,05%	1,78%	1,49%	1,19%	0,88%	0,56%
40,00%	4,36%	4,17%	3,96%	3,74%	3,52%	3,29%	3,06%	2,82%	2,57%	2,32%	2,06%	1,79%	1,52%	1,23%	0,94%	0,63%	0,31%
45,00%	4,11%	3,91%	3,69%	3,48%	3,26%	3,03%	2,80%	2,56%	2,32%	2,07%	1,81%	1,54%	1,27%	0,99%	0,70%	0,39%	0,08%

Tabla 2. Análisis sensibilidad E2. Opex-Capex (Fuente: elaboración propia).

5,48%	-35%	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%
-35%	9,52%	9,31%	9,09%	8,86%	8,64%	8,41%	8,17%	7,93%	7,69%	7,44%	7,19%	6,94%	6,68%	6,42%	6,23%	5,97%	5,70%
-30%	8,90%	8,69%	8,47%	8,26%	8,04%	7,82%	7,59%	7,36%	7,13%	6,90%	6,66%	6,42%	6,25%	6,01%	5,77%	5,61%	5,40%
-25%	8,33%	8,13%	7,93%	7,72%	7,51%	7,30%	7,08%	6,86%	6,64%	6,49%	6,27%	6,05%	5,83%	5,68%	5,52%	5,47%	5,32%
-20%	7,83%	7,63%	7,44%	7,24%	7,04%	6,83%	6,62%	6,50%	6,29%	6,08%	5,91%	5,75%	5,60%	5,52%	5,39%	5,21%	4,97%
-15%	7,37%	7,19%	7,00%	6,80%	6,69%	6,50%	6,31%	6,11%	6,00%	5,80%	5,67%	5,58%	5,45%	5,29%	5,09%	4,86%	4,59%
-10%	6,96%	6,78%	6,68%	6,50%	6,32%	6,15%	6,04%	5,85%	5,73%	5,63%	5,51%	5,37%	5,19%	4,98%	4,74%	4,48%	4,18%
-5%	6,67%	6,50%	6,34%	6,22%	6,07%	5,89%	5,78%	5,68%	5,56%	5,43%	5,27%	5,09%	4,88%	4,64%	4,39%	4,08%	3,76%
0%	6,35%	6,26%	6,10%	5,93%	5,82%	5,72%	5,61%	5,48%	5,34%	5,18%	4,99%	4,78%	4,55%	4,30%	4,00%	3,68%	3,36%
5%	6,12%	5,97%	5,86%	5,76%	5,65%	5,53%	5,40%	5,25%	5,08%	4,89%	4,68%	4,46%	4,21%	3,92%	3,62%	3,31%	2,99%
10%	5,90%	5,80%	5,69%	5,58%	5,45%	5,32%	5,17%	4,99%	4,80%	4,60%	4,38%	4,12%	3,84%	3,56%	3,26%	2,95%	2,64%
15%	5,73%	5,62%	5,50%	5,38%	5,24%	5,08%	4,91%	4,72%	4,52%	4,31%	4,04%	3,78%	3,50%	3,22%	2,92%	2,62%	2,31%
20%	5,55%	5,43%	5,30%	5,16%	5,00%	4,82%	4,64%	4,44%	4,22%	3,97%	3,71%	3,45%	3,18%	2,89%	2,60%	2,30%	1,99%
25%	5,36%	5,22%	5,08%	4,92%	4,75%	4,56%	4,37%	4,15%	3,91%	3,66%	3,40%	3,14%	2,87%	2,59%	2,30%	2,00%	1,69%
30%	5,15%	5,00%	4,84%	4,67%	4,49%	4,31%	4,08%	3,85%	3,61%	3,36%	3,11%	2,84%	2,58%	2,30%	2,01%	1,72%	1,41%
35%	4,93%	4,77%	4,60%	4,43%	4,24%	4,02%	3,79%	3,56%	3,32%	3,07%	2,82%	2,56%	2,30%	2,02%	1,74%	1,45%	1,14%
40%	4,70%	4,54%	4,37%	4,17%	3,96%	3,74%	3,51%	3,28%	3,03%	2,80%	2,55%	2,30%	2,03%	1,76%	1,48%	1,19%	0,88%
45%	4,48%	4,31%	4,11%	3,90%	3,69%	3,47%	3,25%	3,02%	2,78%	2,54%	2,30%	2,04%	1,78%	1,51%	1,23%	0,94%	0,64%

Tabla 3. Análisis sensibilidad E2. Opex-Horas funcionamiento (Fuente: elaboración propia).

4,41%	-35%	-30%	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%
-35%	4,28%	4,79%	5,29%	5,78%	6,25%	6,72%	7,17%	7,61%	8,03%	8,44%
-30%	3,96%	4,45%	4,93%	5,41%	5,88%	6,34%	6,79%	7,22%	7,64%	8,04%
-25%	3,62%	4,10%	4,57%	5,03%	5,49%	5,95%	6,39%	6,81%	7,22%	7,62%
-20%	3,28%	3,73%	4,19%	4,64%	5,09%	5,53%	5,96%	6,38%	6,79%	7,19%
-15%	2,92%	3,36%	3,79%	4,23%	4,66%	5,09%	5,52%	5,93%	6,34%	6,73%
-10%	2,56%	2,97%	3,38%	3,80%	4,22%	4,64%	5,05%	5,46%	5,85%	6,24%
-5%	2,18%	2,56%	2,95%	3,35%	3,75%	4,15%	4,55%	4,95%	5,34%	5,72%
0%	1,79%	2,15%	2,51%	2,88%	3,26%	3,64%	4,02%	4,41%	4,79%	5,17%
5%	1,40%	1,72%	2,05%	2,39%	2,74%	3,10%	3,46%	3,83%	4,20%	4,56%
10%	0,99%	1,28%	1,58%	1,88%	2,20%	2,53%	2,86%	3,21%	3,55%	3,91%
15%	0,59%	0,83%	1,09%	1,36%	1,64%	1,93%	2,23%	2,54%	2,86%	3,19%
20%	0,08%	0,37%	0,59%	0,82%	1,05%	1,30%	1,56%	1,83%	2,12%	2,41%
25%	-0,52%	-0,28%	-0,04%	0,22%	0,46%	0,66%	0,87%	1,09%	1,32%	1,57%
30%	-1,16%	-0,98%	-0,79%	-0,59%	-0,38%	-0,17%	0,06%	0,29%	0,49%	0,68%
35%	-1,84%	-1,72%	-1,60%	-1,47%	-1,33%	-1,18%	-1,03%	-0,86%	-0,69%	-0,51%
40%	-2,57%	-2,53%	-2,48%	-2,43%	-2,37%	-2,31%	-2,25%	-2,18%	-2,11%	-2,03%
45%	-3,35%	-3,39%	-3,44%	-3,48%	-3,53%	-3,58%	-3,64%	-3,70%	-3,77%	-3,84%

Conclusiones

Este trabajo se ha centrado, en términos generales, en el análisis del funcionamiento del sector eléctrico en España. En concreto, se ha puesto el interés en la producción de energía eléctrica a partir de tecnologías que emplean fuentes renovables y, dentro de este asunto, se ha revisado el proceso de reforma de la retribución de esta modalidad de la producción y su impacto sobre la viabilidad y rentabilidad de una instalación hidroléctrica teórica que habría comenzado su fase de operación en un momento anterior al proceso de reforma.

Así pues, se ha realizado una descripción de las sucesivas reformas iniciadas en el año 2009 y que culminan con la Orden IET/1045/2014, que desarrolla el R.D. 413/2014, instaurando un nuevo sistema retributivo. La razón de la reforma, reiterada en las exposiciones de motivos de todas las normas analizadas, reside en la necesidad de solucionar de forma definitiva el déficit de tarifa que pone en peligro la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico. Sin entrar a valorar el acierto o no de tal decisión, puede deducirse que el Gobierno y algunos expertos imputan en gran medida la causa del mencionado desequilibrio a la retribución de las renovables y por eso mismo acometen reformas regulatorias orientadas a la eliminación del déficit tarifario por la vía de la reducción de las cantidades destinadas a la promoción de las energías renovables.

En el anterior sistema se distinguía ente régimen ordinario y régimen especial. Las instalaciones del régimen especial podían elegir vender la energía eléctrica: mediante una tarifa o mediante participación en el mercado mayorista, donde obtenían el precio

de mercado más una prima. En la normativa actual, el sistema retributivo ya no distingue entre régimen ordinario y especial, aunque las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, aparte de los ingresos vía mercado, podrán recibir una retribución específica. Se trata de que las instalaciones mencionadas compitan en el mercado con las demás tecnologías, pero garantizándoseles una retribución que les permita recuperar lo invertido y obtener adicionalmente una rentabilidad razonable fijada por el Gobierno. Las diferencias principales entre el sistema de prima/tarifa y el de retribución específica son:

- La rentabilidad razonable fijada implica un tope de rentabilidad que no existía con el sistema de prima/tarifa.
- La retribución específica, a diferencia del sistema de primas del régimen especial, no se basa en la cantidad de energía producida, sino que paga en función de la potencia instalada.
- Mediante el componente de la retribución específica, llamado retribución a la inversión, se pretende devolver el valor de la inversión, pero descontando las cantidades que la instalación ya ha recibido en el pasado, y computando aquello que el gobierno espera que se pueda recibir en el futuro del mercado. Este sistema puede generar dudas sobre el carácter negativo y retroactivo de una norma que se aplica a instalaciones que comenzaron su operación antes de la entrada en vigor de la reforma.
- Intervienen muchos parámetros en el cálculo de la retribución específica, y sólo dos son inmodificables (el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo y la vida útil regulatoria de la instalación tipo), lo cual incrementa la inseguridad jurídica.

A continuación tras comentar algunas especificidades de las centrales minihidráulicas se ha procedido a definir las decisiones y los escenarios del plan de viabilidad.

Se pretendió analizar la viabilidad de una central minihidráulica de 10 MW con año de autorización de explotación definitiva en 2007 (siendo por tanto la instalación tipo asignada la IT-00708). Para ello se han comparado dos escenarios, en E1 la instalación recibía la retribución correspondiente al régimen especial (concretamente en la vertiente de tarifa regulada) a lo largo de toda su vida útil, mientras que en E2, la

retribución era igual hasta el momento de la reforma, pasando desde entonces a ingresar los precios de mercado más la retribución específica.

Se ha elaborado para cada uno de los dos escenarios propuestos un plan financiero específico para toda la vida útil de la instalación. Este plan estructura todas las previsiones en los siguientes estados financieros previsionales: cuadro de recursos generados, presupuesto de capital, de tesorería, de necesidades netas del capital corriente y balances.

En ambos casos la financiación provino en un 35% de los socios, y en un 65% de un préstamo a largo plazo. Formalmente, se estructuró esta política de financiación a través de un Project Finance. Ello implica financiar a largo plazo el proyecto, sin necesidad de garantía alguna diferente de la de sus propios flujos futuros. Entre otras condiciones, para acceder a la concesión este tipo de financiación, pensada específicamente para proyectos de gran envergadura, se establece en este supuesto que el banco fije una Ratio de Cobertura para el Servicio de la Deuda del 1,2.

Las conclusiones que se pueden destacar a partir de la confección y análisis de los planes financieros en ambos escenarios son las siguientes:

- Ambos escenarios son viables, aunque los superávits excesivos implican la necesidad de revisar las decisiones.
- El E2 manifiesta un mejor comportamiento que E1 en lo referido a los márgenes de explotación.
- EL objetivo de RCSD se alcanza con relativa facilidad en E2; en cambio en E1 no ocurre lo mismo, aunque no se baja de la unidad. Es improbable que el banco acceda al Project finance si no se le garantiza el objetivo.
- Las TIR de los proyectos reales y de los accionistas del proyecto real son distintas y menores que la rentabilidad razonable asegurada a la instalación tipo debido a que :
 - La rentabilidad razonable es antes de impuestos.
 - Es una rentabilidad del proyecto, no de los accionistas.
 - Los desembolsos no se producen en los mismos instantes que los tenidos en cuenta para el cálculo de la retribución a la inversión.
 - Dado que para el cálculo de la retribución a la inversión se usaron datos medios pasados y futuros de todas las instalaciones que

pueden estar incluidas en esa instalación tipo, la rentabilidad razonable prometida lo es del proyecto de la instalación tipo, no de instalaciones reales y concretas, que pueden haber supuesto una mayor inversión inicial o no, operar durante un número diferente de horas, soportar una estructura diferente de costes de explotación, etc.

A modo de conclusión final: la instalación tipo analizada parece mejorar su rendimiento como consecuencia de la reforma en comparación con el marco retributivo anterior, seguramente a costa de otras instalaciones tipo (más antiguas y/o de otras tecnologías) que según el parecer del Gobierno, han sido suficientemente retribuidas en el pasado. Será interesante ver el desarrollo futuro de este sistema por girar en torno al concepto de rentabilidad razonable.

De la realización del presente TFG, pueden surgir preguntas adicionales, que podrían ser abordadas en futuros trabajos: ¿Quién tiene la responsabilidad del déficit de tarifa? ¿Qué reformas estructurales son necesarias para paliarlo? ¿Es competitivo el mercado eléctrico tal y como está diseñado? ¿Debe el Gobierno español seguir apostando por las energías renovables como se ha hecho en el pasado? ¿Qué mecanismos de apoyo a las renovables son óptimos para el caso español?

Bibliografía

Arana, S.; Valle, Á. (2012): “Déficit de tarifa. Retrospectiva y futuro de su regulación”,
Cuadernos De Energía, 34, pp.13-17.

Asociación de Productores de Energías Renovables. (2013). *Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España en 2013*. Recuperado de
http://www.appa.es/descargas/Informe_2013_Web.pdf

Bogás, J. (2013): “Influencia de la política energética en la economía del país”.
Cuadernos De Energía, 40, pp. 45-51.

Brealey, R. A.; Myers, S. C.; Allen, A. (2010): *Principios de finanzas corporativas* (9ª ed.). Madrid: McGraw-Hill/Interamericana de España.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. (2012): *Consulta pública sobre los mecanismos de pagos por capacidad*. Recuperado de
http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/consulta_publica_25052012.pdf

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. (2014a): *Informe 25º subasta CESUR*. Recuperado de
http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Inf_CNMC_25%C2%AA_CESUR.pdf

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. (2014b): *Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Cierre del año 2013*. Recuperado de

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/MercadoPenisularContadoEE/140424_%20Inf_merc_peninsular_cierre2013.pdf

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. (2014c): *Informe sobre el proyecto de R.D. por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del año 2013 y se desarrolla la metodología del cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales*. Recuperado de

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/140611_%20IPN_DE_0010_14_deficit_2013.pdf

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. (2014d): *Memoria justificativa y económica de la propuesta de Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Recuperado de

http://www.aeeolica.org/uploads/20140131_Memoria_Orden_Estandares_CNMC.pdf

Del Río, P.; Linares, P. (2014): "Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, pp. 42-56.

Doldán, F. R. (2000): *Métodos cuantitativos de selección de inversiones*. Tórculo Ediciones.

Durbán, S.; Irimia, A. I.; Oliver, M. D.; Palacín, M. J. (2009): *Planificación financiera en la práctica empresarial*. Madrid: Pirámide.

Energía y Sociedad (2014): *Manual de la Energía*. Recuperado de

<http://www.energiaysociedad.es/tipo/manual-de-la-energia>

Fabra, N.; Fabra, J. (2012): “El déficit tarifario en el sector eléctrico español”. *Papeles De Economía*, 134, pp. 88-100.

García de Enterría, E.; Fernández, T. (2013): *Curso de derecho administrativo* (16ª ed.). Cizur Menor: Thomson Civitas.

Garvía, L. (2013): *Riesgo en los grandes proyectos de inversión financiados mediante project finance: Distribución del riesgo en cada fase del proyecto en el caso de un parque eólico* (Tesis doctoral, Universidad Pontificia de Comillas). Madrid: Universidad Pontificia de Comillas.

Meilán, J.L. (2005): “El servicio público en el contexto constitucional y comunitario”. *Anuario Da Facultade De Dereito Da Universidade Da Coruña*, 9, pp. 527-542.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y ENERGÍA. (2010): *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011–2020*. Recuperado de

<http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Paginas/paner.aspx>

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y ENERGÍA. (2014). *Libro de la energía 2013*. Recuperado de

http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_en_espana_2013.pdf

- Muñoz, S. (2009): "Introducción al sector energético: Regulación pública y libre competencia", En S. Muñoz: *Derecho de la regulación económica. Sector energético*, pp. 17-26. Madrid: Iustel.
- Nebreda, J. M. ^a. (2009): "El régimen especial de producción eléctrica", En S. Muñoz: *Derecho de la regulación económica. Sector energético*, pp. 381-443. Madrid: Iustel.
- Ortega, M.; del Río, P.; Montero, E. A. (2013): "Assessing the benefits and costs of renewable electricity. The Spanish case". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, pp. 294-304.
- Ramos, R. (2009): "La producción de energía eléctrica en régimen ordinario. El mercado diario e intradiario de electricidad y su gestión económica por OMEL. Los otros mercados eléctricos", En S. Muñoz: *Derecho de la regulación económica. Sector energético*, pp. 333-380. Madrid: Iustel.
- Sallé, C. (2012): "El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico". *Papeles de Cuadernos de Energía*. Separata del nº 35 De Cuadernos De Energía.
- Saveyn, B.; Soria, A.; Wiesenthal, T. (2008): "Política de energía renovable: Sistema de primas frente a comercio de certificados verdes". *Ekonomiaz, Revista Vasca De Economía*, 67, pp. 118-139.
- Schallenberg-Rodríguez, J.; Haas, R. (2012): "Fixed feed-in tariff versus premium: A review of the current Spanish system". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, pp. 293-305.

Anexos

Tabla 16. Flujos de Caja E1. (Fuente: elaboración propia).

Flujos de caja E1	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Variación ANC		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
NOF	- €	64.178,38 €	83.218,53 €	92.031,60 €	76.727,00 €	66.007,92 €	118.632,85 €	107.684,50 €	108.742,48 €	109.776,78 €	110.937,96 €	110.937,96 €	110.937,96 €	110.937,96 €	110.937,96 €	110.937,96 €	110.937,96 €	110.937,96 €	110.937,96 €	55.624,63 €	72.091,91 €	99.366,21 €	127.995,69 €	158.064,69 €	891.065,16 €	916.832,00 €	
Variación NOF		64.178,38 €	19.040,15 €	8.813,07 €	15.304,60 €	10.719,08 €	52.624,93 €	10.948,35 €	1.057,98 €	1.034,30 €	1.161,18 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	55.313,33 €	127.716,55 €	27.274,30 €	28.629,48 €	30.069,00 €	733.000,47 €	25.766,84 €	
Flujo de caja libre		1.285.091,56 €	1.703.213,07 €	1.855.990,67 €	1.541.183,77 €	1.311.020,26 €	1.741.104,19 €	1.396.116,86 €	1.393.024,38 €	1.409.519,37 €	1.414.930,30 €	1.438.820,72 €	1.461.754,52 €	1.484.894,73 €	1.508.243,20 €	1.531.801,80 €	1.555.572,43 €	1.579.557,00 €	1.603.757,43 €	1.590.858,59 €	1.510.166,11 €	1.427.125,68 €	1.446.039,30 €	1.465.195,27 €	2.186.002,65 €	1.496.805,82 €	
Variación deuda financiera		845.479,54 €	900.435,71 €	348.374,43 €	371.018,77 €	395.134,99 €	420.818,77 €	448.171,99 €	477.303,16 €	508.327,87 €	541.369,18 €	576.558,18 €	614.034,46 €	653.946,70 €	696.453,24 €	741.722,70 €	789.934,67 €	841.280,42 €	895.963,65 €	954.201,29 €	1.016.224,37 €	1.082.278,96 €	1.152.627,09 €	1.227.547,85 €	0,00 €	- €	
Flujo de caja para la deuda		- €	0,00 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.270.021,39 €	1.220.004,24 €	1.239.820,61 €	1.260.925,05 €	1.283.401,28 €	0,00 €	- €
Flujo de caja accionista		1.285.091,56 €	1.703.213,07 €	548.652,21 €	233.845,31 €	3.681,80 €	433.765,72 €	88.778,40 €	85.685,92 €	102.180,91 €	107.591,84 €	131.482,26 €	154.416,06 €	177.556,27 €	200.904,74 €	224.463,34 €	248.233,97 €	272.218,54 €	296.418,97 €	320.837,20 €	290.161,87 €	187.305,07 €	185.114,25 €	181.793,99 €	2.186.002,65 €	1.496.805,82 €	
Dividendos		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	701.402,18 €	719.438,97 €
Variación en Tesorería no operativa		1.285.091,56 €	1.703.213,07 €	548.652,21 €	233.845,31 €	3.681,80 €	433.765,72 €	88.778,40 €	85.685,92 €	102.180,91 €	107.591,84 €	131.482,26 €	154.416,06 €	177.556,27 €	200.904,74 €	224.463,34 €	248.233,97 €	272.218,54 €	296.418,97 €	320.837,20 €	290.161,87 €	187.305,07 €	185.114,25 €	181.793,99 €	1.484.600,47 €	777.366,84 €	
Ratio de cobertura para el servicio de la deuda.				1,42	1,18	1,00	1,33	1,07	1,07	1,08	1,08	1,10	1,12	1,14	1,15	1,17	1,19	1,21	1,23	1,25	1,24	1,15	1,15	1,14			

Tabla 17. Flujos de Caja E2. (Fuente: elaboración propia).

Flujos de caja E2	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Variación ANC		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
NOF	- €	64.178,38 €	83.218,53 €	92.031,60 €	76.727,00 €	66.007,92 €	118.632,85 €	107.684,50 €	108.742,48 €	109.776,78 €	110.937,96 €	110.937,96 €	110.937,96 €	77.073,49 €	12.517,84 €	1.063,00 €	15.526,59 €	30.930,32 €	47.335,29 €	64.806,58 €	83.413,50 €	103.229,88 €	124.334,32 €	146.810,55 €	828.014,34 €	828.014,34 €	
Variación NOF		64.178,38 €	19.040,15 €	8.813,07 €	15.304,60 €	10.719,08 €	52.624,93 €	10.948,35 €	1.057,98 €	1.034,30 €	1.161,18 €	- €	- €	33.864,47 €	64.555,66 €	13.580,84 €	14.463,59 €	15.403,73 €	16.404,97 €	17.471,29 €	18.606,93 €	19.816,38 €	21.104,44 €	22.476,23 €	681.203,79 €	0,00 €	
Flujo de caja libre		1.285.091,56 €	1.703.213,07 €	1.855.990,67 €	1.541.183,77 €	1.311.020,26 €	1.952.400,40 €	1.636.415,25 €	1.646.837,22 €	1.645.000,70 €	1.689.391,12 €	1.690.552,30 €	1.690.552,30 €	1.613.066,93 €	1.473.422,27 €	1.422.447,45 €	1.423.330,20 €	1.424.270,34 €	1.425.271,58 €	1.426.337,90 €	1.427.473,54 €	1.428.682,99 €	1.429.971,05 €	1.431.342,84 €	2.090.070,40 €	1.408.866,61 €	
Variación deuda financiera		845.479,54 €	900.435,71 €	348.374,43 €	371.018,77 €	395.134,99 €	420.818,77 €	448.171,99 €	477.303,16 €	508.327,87 €	541.369,18 €	576.558,18 €	614.034,46 €	653.946,70 €	696.453,24 €	741.722,70 €	789.934,67 €	841.280,42 €	895.963,65 €	954.201,29 €	1.016.224,37 €	1.082.278,96 €	1.152.627,09 €	1.227.547,85 €	0,00 €	- €	
Flujo de caja para la deuda		- €	0,00 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.307.338,46 €	1.229.853,09 €	1.124.072,89 €	1.137.653,73 €	1.152.117,32 €	1.167.521,05 €	1.183.926,02 €	1.201.397,31 €	1.220.004,24 €	1.239.820,61 €	1.260.925,05 €	1.283.401,28 €	0,00 €	- €	
Flujo de caja accionista		1.285.091,56 €	1.703.213,07 €	548.652,21 €	233.845,31 €	3.681,80 €	645.061,94 €	329.076,79 €	339.498,76 €	337.662,24 €	382.052,66 €	383.213,84 €	383.213,84 €	383.213,84 €	349.349,37 €	284.793,72 €	271.212,88 €	256.749,29 €	241.345,56 €	224.940,59 €	207.469,30 €	188.862,37 €	169.046,00 €	147.941,56 €	2.090.070,40 €	1.408.866,61 €	
Dividendos		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	657.266,61 €	657.266,61 €
Variación en Tesorería no operativa		1.285.091,56 €	1.703.213,07 €	548.652,21 €	233.845,31 €	3.681,80 €	645.061,94 €	329.076,79 €	339.498,76 €	337.662,24 €	382.052,66 €	383.213,84 €	383.213,84 €	383.213,84 €	349.349,37 €	284.793,72 €	271.212,88 €	256.749,29 €	241.345,56 €	224.940,59 €	207.469,30 €	188.862,37 €	169.046,00 €	147.941,56 €	1.432.803,79 €	751.600,00 €	
Ratio de cobertura para el servicio de la deuda.				1,42	1,18	1,00	1,49	1,25	1,26	1,26	1,29	1,29	1,29	1,31	1,31	1,25	1,24	1,22	1,20	1,19	1,17	1,15	1,13	1,12			