

**INFORME SOBRE EL IMPACTO ECONOMICO A LAS INSTALACIONES
DE RENOVABLES, COGENERACION Y RESIDUOS COMO
CONSECUENCIA DE LA APLICACIÓN DE LA ORDEN DE
PARAMETROS IET/ 1045/2014 SEGÚN LO PREVISTO POR EL REAL
DECRETO 413/2014**

Realizado por:

D. ALBERTO CEÑA

NIF: 17135889S

INGENIERO AERONAUTICO/EXPERTO EN ENERGIAS RENOVABLES

Calle Marques de Lozoya, 3

28007 MADRID

Fecha documento: 17 de Noviembre de 2014

INDICE

1.-	Introducción y objetivos	3
1.1.-	Introducción.....	3
1.2.-	Objetivos.....	3
1.3.-	La experiencia de D.Alberto Ceña en proyectos renovables	4
2.-	La reforma energética.....	5
2.1.-	Los cambios regulatorios.....	7
2.2.-	La aplicación a las diversas tecnologías de los cambios regulatorios introducidos por la reforma energética	10
2.2.1.-	Solar fotovoltaica	12
2.2.2.-	Energía eólica.....	14
2.2.3.-	Mini hidráulica.....	16
2.2.4.-	Cogeneración	18
3.-	Metodología.....	18
4.-	El impacto económico.....	21
4.1.-	La solar fotovoltaica	22
4.2.-	La energía eólica.....	28
4.3.-	Mini hidráulica.....	31
4.5.-	Cogeneración	32
5.-	CONCLUSIONES.....	33

ANEXO I: Formularios para introducir la información

ANEXO II: Resumen por tecnología.

ANEXO III: CD con todos los casos, con las hojas de resumen, situación actual y situación sin retroactividad.

1.- Introducción y objetivos

1.1.- Introducción

El despacho de abogados HOLTROP S.L.P. ha encargado al Ingeniero D. Alberto Ceña, la estimación del impacto económico que la reforma energética ha tenido sobre diversos proyectos desarrollados dentro de la regulación que se conoció como régimen especial.

Estos proyectos se acogieron a diversos mecanismos de retribución para promover inversiones intensivas en capital, como es el caso de las energías renovables y la cogeneración, según las distintas regulaciones que la Administración General del Estado (AGE) ha ido aprobando a lo largo de las últimas décadas, de forma más concreta desde primeros de los años 80 hasta el año 2012. En este año se aprobó una moratoria en la concesión de retribuciones adecuadas para el desarrollo de estas tecnologías que supuso la paralización de nuevos proyectos a finales del año 2013.

Posteriormente se aprobaron diferentes regulaciones a lo largo de ese mismo año 2013 y especialmente en el año 2014, con un impacto económico de efectos retroactivos en las expectativas de ingresos de los proyectos en marcha, las cuales se cuantifican en este informe pericial.

El informe se estructura en un primer apartado en el que se presentan los objetivos y la experiencia del perito, una segunda parte sobre algunos aspectos fundamentales de la reforma energética y su aplicación a las diversas tecnologías, una tercer apartado sobre la metodología utilizada, un cuarto sobre el impacto económico y el último con las conclusiones.

1.2.- Objetivos

Los objetivos de este informe son por lo tanto dos:

- ✓ **Evaluar el impacto económico que la Orden IET/1045/2014**, de 16 de junio, 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 (en adelante Orden de Parámetros) ha tenido en todas las instalaciones de los clientes de Holtrop SL que han suministrado información suficiente, tanto de las características técnicas, económicas y operativas de los diferentes proyectos.
- ✓ **Comparar la situación actual con la prevista inicialmente en el momento de realizar las inversiones**, calculando la pérdida patrimonial que, en su caso, se haya producido.

A través de una amplia muestra de proyectos (sobre todo en fotovoltaica y en eólica) se pone en evidencia el fuerte quebranto económico causado a los inversores de proyectos acogidos al régimen especial que invirtieron por la invitación del Gobierno a participar en la financiación de una política comprometida internacionalmente, que

permitiera un desarrollo sostenible por el uso de los recursos endógenos e inoocuos para el medioambiente. Todo ello condujo además a la creación de empleo, un tejido industrial consistente, atendiendo al mercado local y a las exportaciones, y sentó las bases para multitud de actividades de innovación y desarrollo tecnológico.

1.3.- La experiencia de D.Alberto Ceña en proyectos renovables

D.Alberto Ceña es Ingeniero Técnico Superior Aeronáutico y ha desarrollado sus más de 35 años de experiencia profesional en la realización de proyectos, puesta a punto de diferentes regulaciones e impulso de la I+D+i tanto en el campo de las energías renovables como la cogeneración y la eficiencia energética.

De forma más concreta estos son algunos de los principales hitos que muestran su idoneidad para este peritaje:

- ✓ Entre 1979 y 1984 fundó la Cooperativa GEDEON S. COOP. para la fabricación de aerogeneradores, siendo su presidente en los dos últimos años antes de su desaparición por la inmadurez del mercado de la época.
- ✓ En 1985 coordina la elaboración del primer plan de Energías Renovables PER-86 que supuso el primer impulso para el desarrollo del sector en nuestro país. En ese mismo año participa en la fundación del IDAE (Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía) transformación del Centro de Estudios de la Energía para impulsar las renovables y la eficiencia energética.
- ✓ En el mismo periodo y contratado ENDESA, colabora en la puesta en práctica de diversos programas para el desarrollo del PER 86, coordinados por el IDAE, tanto para solar térmica, fotovoltaica como hidráulica o biomasa.
- ✓ Elabora el borrador de autoproducción energética para sustituir a la Orden de 1984 basándose en la normativa americana del PURPA que instauraba los productores independientes y las “qualifying facilities” base de lo que se conoció posteriormente como el régimen especial en la regulación española.
- ✓ Colabora en la elaboración del Plan de Investigación Energética (PIE-86) que consolidó la creación del Instituto de Energías Renovables (IER) dentro del CIEMAT y promovió la creación de las OCIs, Oficinas de Coordinación de la Investigación, para la gestión del presupuesto orientado a la investigación a partir de los cargos a las tarifas energéticas.
- ✓ Entre el año 1986 y 1990 fue Director de Internacional, Estudios y Marketing del IDAE, participando en diversos comités internacionales, estudios y acciones de promoción. En este periodo además de colaborar en el desarrollo de diferentes programas de estímulo a las renovables y a la cogeneración, fue el coordinador del Programa Valoren del FEDER para el impulso del desarrollo local en las zonas menos favorecidas por la utilización de los recursos endógenos.
- ✓ Entre 1990-1991 y 1995-1998 trabaja como consultor independiente colaborando en diversos proyectos y programas internacionales, tanto en

LATAM como Magreb o Países del Este y siempre dentro de las áreas de energías renovables y eficiencia energética.

- ✓ Entre 1991 y 1995 trabaja en la Comisión Europea dentro del Programa THERMIE para el impulso de proyectos de innovación tecnológica en cogeneración y eficiencia energética en la industria europea.
- ✓ Entre 1998 y 2003 es Director de Proyectos Internacionales de la División de Energía de ACCIONA, impulsando proyectos de energías renovables y cogeneración fundamentalmente en los países de América Latina.
- ✓ En el año 2003 funda la Asociación Empresarial Eólica de la que es Director Técnico hasta el año 2013 con la que sigue vinculado a tiempo parcial como Coordinador de los Servicios Técnicos.
- ✓ En los dos últimos años ha estado trabajando en diversos proyectos de renovables y sólo por citar algunos: Estudio de integración eólica en el sistema eléctrico uruguayo, Planta Solar de Cobija con 5 MW fotovoltaicos y estabilizador basado en baterías de ion-Litio y Asistencia al Banco Mundial para la evaluación de proyectos fotovoltaicos al final de varias líneas eléctricas en Marruecos.

De forma complementaria:

- ✓ Representante por parte de la Asociación Empresarial Eólica en el Comité de Agentes del Mercado Mayorista de Electricidad (CAM) desde el año 2008, conociendo de primera mano la evolución de los precios del mercado y los factores que los determinan, así como los beneficios de integrar energías renovables de bajo coste variable.
- ✓ Miembro del Consejo Consultivo de Electricidad de la CNE (hoy CNMC) entre los años 2008 y 2012. Ha participado de forma directa en las negociaciones de diversas regulaciones sobre el régimen especial y de forma más concreta las modalidades y criterios de remuneración tanto en el RD 436/2004 como en el RD 661/2007.
- ✓ Miembro del Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico (CTSSEI) lo que ha permitido conocer los principales retos y soluciones de la operación del sistema eléctrico en un escenario de creciente penetración de energías renovables.

2.- La reforma energética

La última reforma energética, desarrollada entre 2012 y 2014 ha tenido como objetivo principal corregir un problema estructural del sector eléctrico español como es el déficit de tarifa, derivado de la insuficiencia de los ingresos para cubrir los costes del sistema eléctrico en su conjunto. La singularidad de esta situación deriva de una doble circunstancia:

- ✓ La liberalización del sector eléctrico español, con la consiguiente separación de actividades eléctricas entre generación, distribución y comercialización de las empresas verticalmente integradas, debiera haber supuesto una reducción de los precios al favorecer la libre competencia y como consecuencia de las tarifas eléctricas. Sin embargo, la subida de los precios internacionales de los combustibles fósiles, hizo que los precios de la energía eléctrica se incrementaran, lo que obligaba a subir las tarifas al consumidor final.
- ✓ Para evitar esta subida de tarifas y el consiguiente coste político, se decidió reconocer los sobrecostes no remunerados y diferir el ingreso en el tiempo, con una modalidad ya utilizada en el sector eléctrico para la moratoria nuclear. Estos costes reconocidos formaban parte de los activos de las empresas eléctricas que aceptaron la titulación diferida de la deuda por parte de los bancos al tener la garantía del estado y por otro lado, extender el cobro de los CTCs (Costes de Transición de la Competencia).

En ningún caso puede considerarse a las renovables como las causantes del déficit tarifario, ver figura adjunta¹, pues en la época en la que se inició apenas existían instalaciones renovables y los causantes del mismo eran los altos costes de generación. Posteriormente, se modificó la metodología para integrar los sobrecostes en la parte regulada de las tarifas (donde se incluyen las primas), ignorando de forma deliberada la influencia de los costes de generación en las tarifas finales y haciendo caer en las primas al régimen especial gran parte de la responsabilidad de las dificultades de incrementarlas.

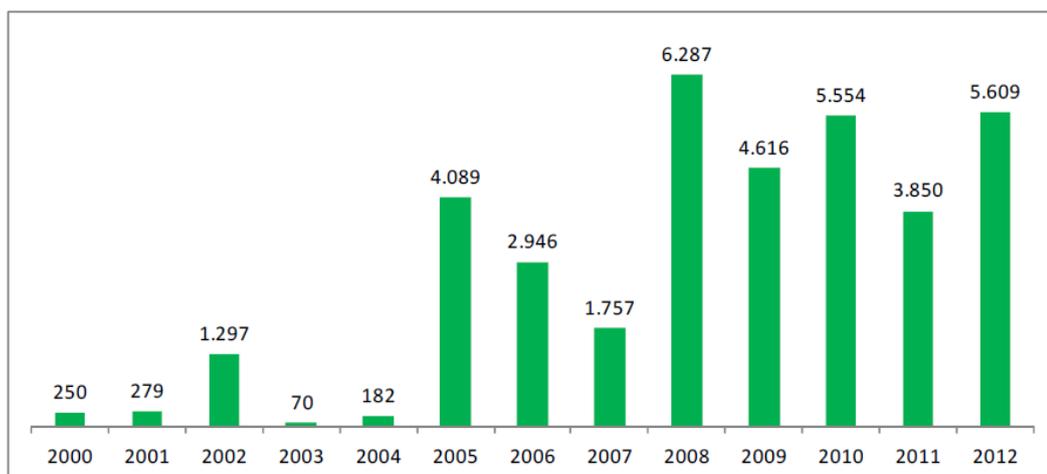


Figura 1: Gráfico del Déficit del sistema eléctrico generado entre 2000-2012 (Millones €).
(Fuente: CNE)

Por otro lado, hay que tener en cuenta que las energías renovables se han transformado en la principal fuente de generación del país, tal y como se muestra en la figura siguiente, encabezada por la eólica, lo que ha sido conseguido principalmente por una política activa de apoyo a estas tecnologías que la reforma no sólo ha paralizado sino también ha aplicado medidas retroactivas, siendo un caso

¹ Nota resumen del saldo de la deuda del sistema eléctrico a 10/05/2013. CNE

singular y atípico dentro de un estado de derecho donde la seguridad jurídica es su piedra angular.

Estructura de generación neta en 2013

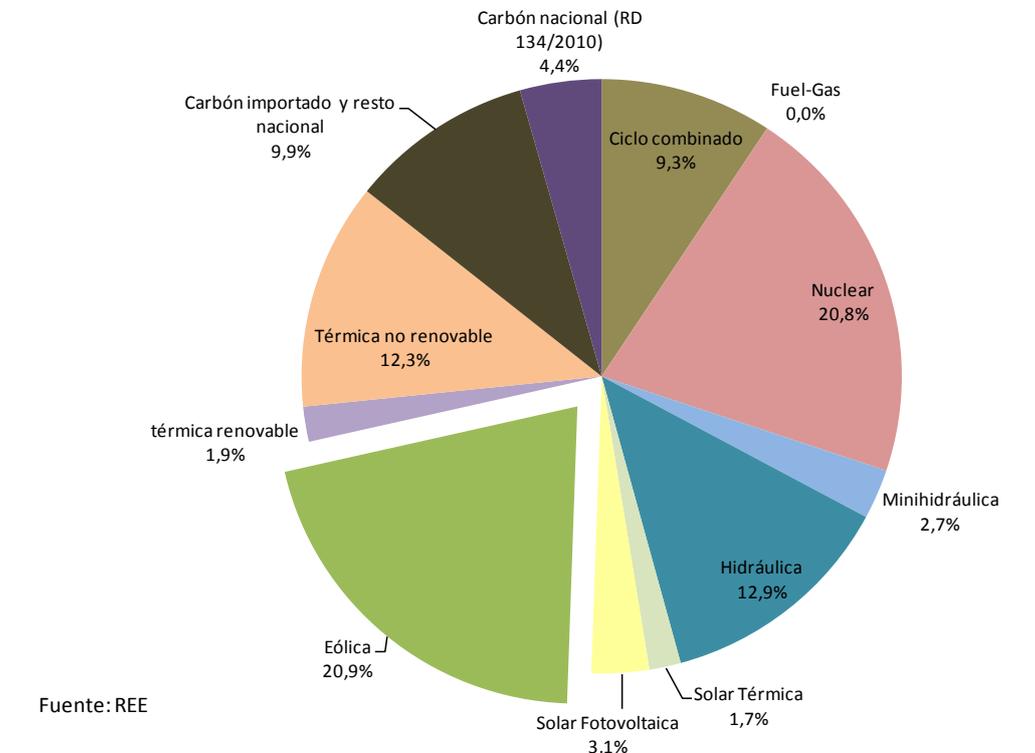


Figura 2: Las energías renovables es la principal fuente de suministro eléctrico en España (Fuente: REE)

2.1.- Los cambios regulatorios

Como ya se ha comentado, la reforma energética ha hecho recaer en el denominado régimen especial y de forma más concreta en las Energías Renovables, la mayor reducción de sus ingresos a través de diferentes medidas:

- ✓ **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. **DEROGADO.**
- ✓ **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. **DEROGADO**

Disposiciones que regulan otros aspectos del régimen especial y modifican parcialmente lo recogido en los citados Reales Decretos:

- ✓ **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.
- ✓ **Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009**, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril
- ✓ **Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre**, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- ✓ **Corrección de errores del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre.**
- ✓ **Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre**, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica
- ✓ **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.
- ✓ **Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre**, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- ✓ **Corrección de errores del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre**, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- ✓ **Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero**, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de las instalaciones en el registro de retribución económica y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Suprime las primas, tarifas reguladas y límites establecidos en el Real Decreto 661/2007 y en el Real Decreto 1578/2008 en la retribución por la venta de energía eléctrica producida en régimen especial.
- ✓ **Ley 15/2012, de 27 de diciembre**², de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Regula tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y el impuesto sobre el almacenamiento

² En relación con este último punto es importante indicar el tratamiento asimétrico entre las energías renovables y las convencionales, pues estas incorporan en el precio que ofertan al mercado los impuestos correspondientes, que sin embargo no son recuperados por las primeras que tienen que realizar ofertas siempre próximas a cero para garantizar la venta de la electricidad generada

de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Se establece el Tipo de gravamen del 7 por ciento. La base imponible del impuesto estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación, en el período impositivo.

- ✓ **Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales:** canon sobre el consumo de gas natural. Afectación principalmente a la cogeneración.
- ✓ **Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero,** de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Introduce nuevas medidas para corregir los desajustes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados. Para ello, se modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico. A partir del 1 de enero de 2013, la referencia al Índice de Precios de Consumo prevista en la normativa del sector para actualizar las retribuciones, tarifas y primas se sustituye por la referencia al Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC-IC subyacente)
- ✓ **Orden IET/221/2013, de 14 de febrero,** 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.
- ✓ **Orden HAP/703/2013, de 29 de abril,** por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación.
- ✓ **Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de Julio,** por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Supresión del complemento por eficiencia para las instalaciones que estuvieran percibiéndolo de acuerdo con el artículo 28 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y por otro lado, a la supresión de la bonificación por energía reactiva prevista en el artículo 29 del citado real decreto.
- ✓ **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**
- ✓ **Real Decreto 413/2014** de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- ✓ **Ordeb IET/1045/2014** de 16 de junio, 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.

El panorama regulatorio es realmente desalentador y complejo para muchos inversores que sólo tuvieron la intención de invertir en energías limpias y renovables al amparo de una regulación presentada en muchos casos como modelo y referente para otros países, siendo además la más eficiente dentro de la UE, en términos de coste y resultados finalmente alcanzados, según diversos informes de la Comisión Europea.

2.2.- La aplicación a las diversas tecnologías de los cambios regulatorios introducidos por la reforma energética

El principal cambio introducido por el RD 413/2014 y la Orden IET/1045/2014 ha sido la modificación de la modalidad de remuneración que ha pasado de estar basada en la retribución de todo kWh producido, a retribuir las instalaciones con una parte fija por MW instalado, en función de una instalación tipo y unos parámetros estándares (horas de funcionamiento, año de puesta en marcha, tecnología utilizada,...) más el precio del mercado mayorista de la electricidad. En algunos casos, la instalación recibirá además unos ingresos adicionales (denominada, Retribución a la operación) si los costes de operación se prevé que superen el precio del mercado mayorista eléctrico

La nueva modalidad de remuneración supone un cambio tan drástico como inesperado pues el modelo regulatorio español se basó desde mediados de los 80, con el Real Decreto de Autoproducción de electricidad, en remunerar por producción y en base a una instalación de producción media, para obtener una rentabilidad suficiente de acuerdo con los tipos del mercado de capitales, frente a modelos como el alemán o el francés que ajustaban los ingresos en función del recurso.

En este sentido, es importante indicar también, que España fue pionera en la participación de las Energías Renovables y la Cogeneración en el mercado mayorista eléctrico³, referencia que ha sido posteriormente utilizada por otros países y sistemas eléctricos, lo que permitió introducir herramientas de predicción y modalidades de representación que difícilmente hubieran tenido encaje en un sistema en el que la mayor parte del ingreso hubiera sido fija.

Este cambio introducido por la regulación mencionada ha estado orientado a conseguir que las plantas obtuvieran una rentabilidad, entendida por el legislador como razonable, calculada como la de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 300 puntos básicos, lo que ha supuesto una rentabilidad de proyecto del 7,398% antes de impuestos en base a unos tipos de las mencionadas obligaciones de

³Fue introducida el 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

4,398 %. Además se ha aplicado esta supuesta rentabilidad razonable desde el inicio de la puesta en marcha de las instalaciones y no desde la fecha a partir de la cual se aplica la norma, es decir, el 14 de julio de 2013.

Por otro lado, según lo establecido en la normativa actual, una vez finalizado el primer periodo regulatorio, es decir, el 31 de diciembre de 2019, se podrán revisar todos los parámetros excepto la vida útil regulatoria y el Coste de inversión de las instalaciones tipo. Esto significa, que a finales del año 2019 publicarán una nueva tasa de rentabilidad razonable en base a la media de los bonos del estado a 10 años de los diez años anteriores más un diferencial, también aún por definir. Las implicaciones en cuanto a incertidumbre regulatoria que esto impone a las instalaciones puestas en servicio a lo largo de los últimos años es incuantificable

Ello supuso en primer lugar un cambio claro de criterio pues originalmente la rentabilidad se medía en función del coste del dinero en el mercado de capitales, es decir, el WACC (Coste medio ponderado del capital)⁴ que es el coste que tiene la financiación para las empresas sometido siempre a un riesgo frente a otras opciones más conservadores, como los bonos del Estado.

Por otro lado, es importante indicar que este tratamiento ha sido totalmente asimétrico para las instalaciones del régimen especial frente al transporte, la distribución o la generación convencional. Las segundas apenas han visto reducido sus ingresos, habida cuenta además de la paralización de las infraestructuras en nuestro país, además se les aplica también la supuesta rentabilidad razonable de la media de los bonos del estado de los últimos 10 años más un diferencial, pero se calcula desde la fecha de la publicación de la norma y no desde el año de construcción de las instalaciones, mientras que la generación convencional (decidida por criterios empresariales) apenas ha visto reducidos sus ingresos regulados que les han sido garantizados por los pagos por capacidad.

Se presenta a continuación la situación de cada tecnología en términos de potencia y como la misma ha sido organizada por el legislador en diferentes instalaciones tipo. **Todos y cada uno de los proyectos del régimen especial han sido asimilados a una instalación tipo**, aunque en algunos casos el tipo es modificado por la agrupación de diferentes proyectos, independientes y sin conexión entre ellos, de acuerdo con los criterios definidos por el regulador siendo la remuneración del grupo inferior a la del proyecto original (en el cálculo de la rentabilidad del Plan Actual que luego se presenta la remuneración se calcula para la agrupación).

⁴ Metodología de la CNE para la revisión de la metodología de estimación del coste de capital para actividades reguladas en el sector energético Año 2008.

Es importante también indicar que este cambio de la modalidad de remuneración ha venido acompañado de otros factores que ahondan en la gravedad de la situación de las instalaciones del régimen especial:

- ✓ Modalidad de liquidación tremendamente compleja y de elevada carga administrativa lo que complica el seguimiento de la facturación y la presentación de las posibles reclamaciones. Obliga además al uso de representantes que integran diversas instalaciones con el consiguiente sobrecoste para el productor.
- ✓ Índice de cobertura de los ingresos de las instalaciones, para los que se difiere el pago efectivo de los derechos de remuneración en función de la evolución del déficit de tarifa sobre cuya generación, los productores del régimen especial han sido totalmente ajenos como ya se ha comentado. En la tabla adjunta se incluye la situación de los cobros efectivos y las cantidades pendientes de acuerdo con la liquidación 8 de la CNMC⁵:

	Liquidación acumulada* 8/2014 (Millones de €)	Cantidad a pagar a cuenta en L8/2014 **(Millones de €)	Cantidad cobrada en ene-ago 2014 (Millones €)	Cantidad pendiente de cobrar (Millones €)
<u>COGENERACIÓN</u>	<u>720,151</u>	<u>75,208</u>	<u>506,511</u>	<u>213,640</u>
<u>SOLAR FV</u>	<u>1.651,496</u>	<u>172,527</u>	<u>1.161,564</u>	<u>489,932</u>
<u>SOLAR TE</u>	<u>874,818</u>	<u>98,876</u>	<u>615,295</u>	<u>259,523</u>
<u>EÓLICA</u>	<u>835,575</u>	<u>86,217</u>	<u>587,694</u>	<u>247,881</u>
<u>HIDRÁULICA</u>	<u>7,612</u>	<u>0,786</u>	<u>5,354</u>	<u>2,258</u>
<u>BIOMASA</u>	<u>163,773</u>	<u>18,157</u>	<u>115,188</u>	<u>48,585</u>
<u>RESIDUOS</u>	<u>59,132</u>	<u>6,299</u>	<u>41,590</u>	<u>17,542</u>
<u>TRAT. RESIDUOS</u>	<u>90,017</u>	<u>8,847</u>	<u>63,313</u>	<u>26,704</u>
<u>OTRAS TECN. RENOVABLES</u>	<u>0,155</u>	<u>0,016</u>	<u>0,109</u>	<u>0,046</u>
TOTAL	4.402,730	466,932	3.096,618	1.306,112

Tabla 1: Liquidación y cantidades pendientes de cobrar Fuente: CNMC

* Calculada según la metodología de retribución establecida en el Real Decreto 413/2014 y una vez realizadas las reliquidaciones contemplada en la DT3ª del Real Decreto-Ley 9/2013.

** No se tienen en cuenta en estas cantidades las regularizaciones procedentes de lo previsto en la DT8ª del RD 413/2014.

2.2.1.- Solar fotovoltaica

En las Figuras siguientes se presenta la evolución de la potencia instalada y el empleo para esta tecnología a partir del Estudio Macroeconómico realizado por Deloitte para APPA

⁵ Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 8 de 2014 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos. CNMC.

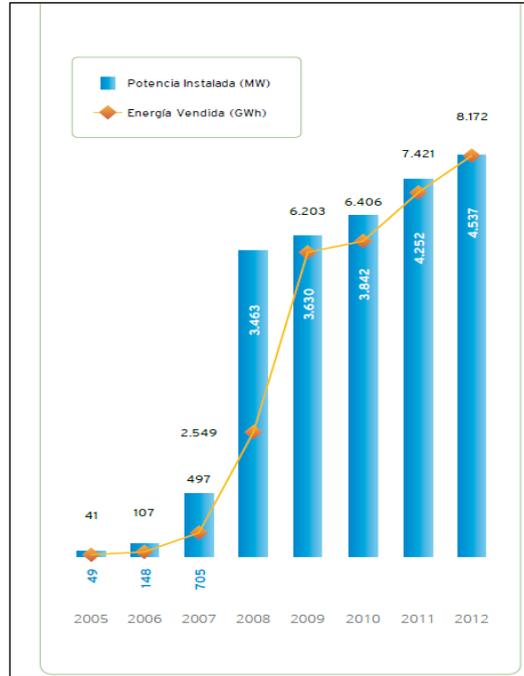


Figura 3: Evolución de la potencia instalada y energía vendida (Fuente: APPA)

Por lo que respecta al empleo este se refleja en la figura siguiente:

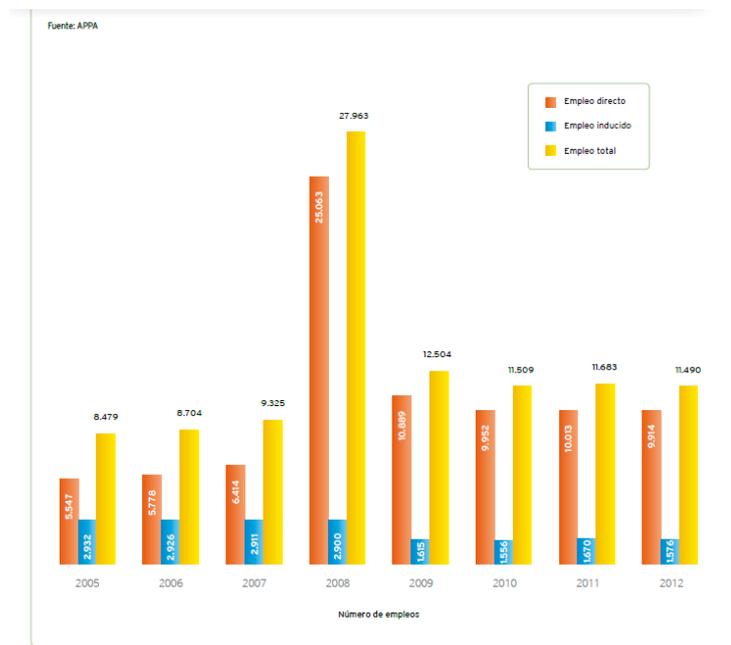


Figura 4: Evolución del empleo en fotovoltaica. (Fuente: APPA)

Según la Orden Ministerial IET 1045/2014, se publicaron 579 instalaciones tipo para la tecnología solar fotovoltaica, caracterizadas por los siguientes parámetros:

- ✓ Ubicación geográfica.
- ✓ Características tecnológicas, fijas o con seguimiento de la radiación solar.

- ✓ Potencia de la agrupación -concepto definido ex novo que provoca la asimilación de retribuciones de varias plantas por el mero hecho de estar próximas entre sí-.
- ✓ Año de puesta en servicio.
- ✓ Normativa a la que inicialmente estuvo acogida la instalación (RD 661/2007 o RD 1578/2008).
- ✓ En algunos casos, zona climática.

2.2.2.- Energía eólica

En la figura siguiente se observa la evolución histórica de la energía eólica en términos de potencia.

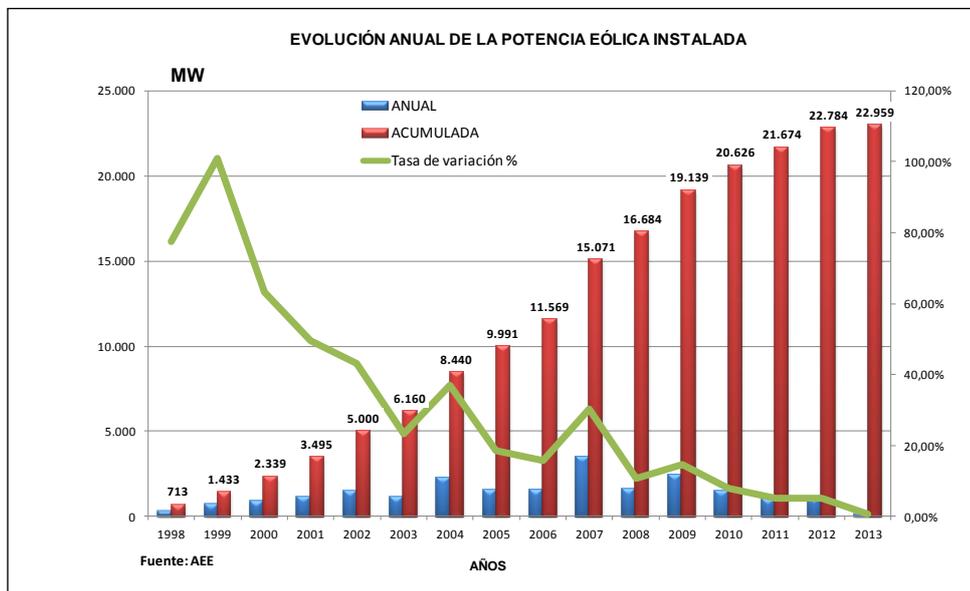


Figura 5. Evolución anual de la potencia eólica instalada. Fuente: AEE⁶

El conjunto de los parques eólicos fue de 1.150 a finales del año 2013 lo que supuso tener 20.253 aerogeneradores en operación con el consiguiente efecto de arrastre en toda la cadena de suministro, desde la evaluación del recurso, hasta el mantenimiento de los equipos pasando por la fabricación de equipos y componentes.

Aunque el objetivo de este peritaje es analizar el quebranto económico en los productores del régimen especial, es importante también indicar la incidencia en un sector pujante como el eólico para el que existían no menos de 700 empresas con diferente grado de implicación en el suministro al sector.

⁶ Anuario 2014: Asociación Empresarial Eólica

En la figura siguiente se observa la contribución histórica al PIB⁷ afectada por la ralentización del sector en los primeros años de esta década y quebrada bruscamente por la reforma energética:

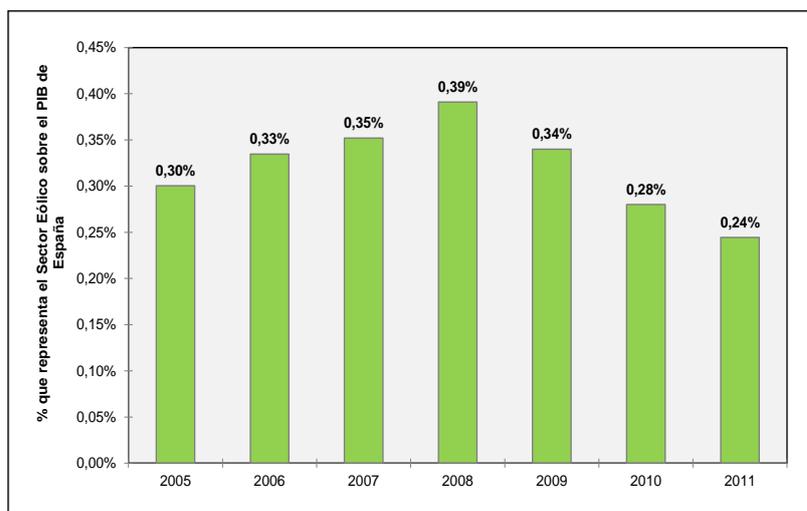


Figura 6: Porcentaje que representa el Sector Eólico sobre el PIB de España. Fuente: AEE

Todo ello ha tenido también una incidencia muy fuerte en el empleo, en la actualidad se mantiene en el entorno de los 12.000 empleos fundamentalmente en Operación y Mantenimiento y en menor medida en la fabricación de componentes orientada a la exportación.

⁷ Estudio Macroeconómico del impacto de la eólica. DELOITTE-AEE

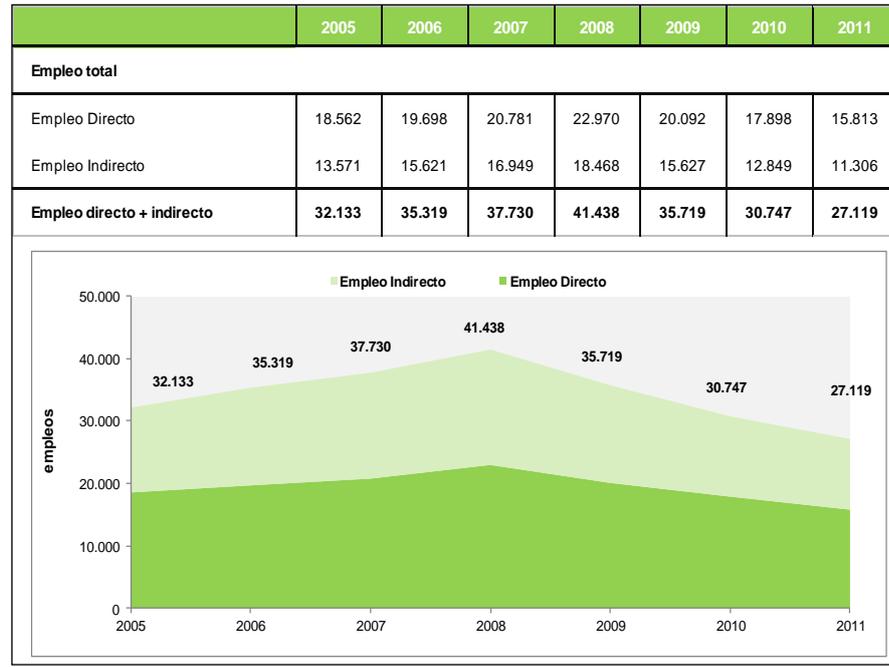


Figura 7: Empleos en Operación, Mantenimiento y Fabricación de componentes. Fuente: AEE

El total de las instalaciones tipo es de 46 (IT-00621 a IT-00666) y se identifican por el año de puesta en funcionamiento y la potencia nominal de la instalación, separando entre las que son mayores a 5 MW y las menores de esta potencia. De forma similar a la fotovoltaica podría haber sido conveniente introducir una cierta zonificación en función del recurso y evitar de esta forma las penalizaciones para aquellos parques ubicados en zonas de viento medio. Por otro lado, no se incluye una instalación tipo para parques singulares o prototipos regulados en el RD 1565/2010 hasta una potencia de 180 MW.

2.2.3.- Mini hidráulica

En la figura⁸ siguiente se presenta la evolución de la potencia y la energía de esta tecnología que inicio su crecimiento en los años 80 y esta afectada por la disponibilidad de agua, al ser muchas de las centrales fluyentes:

⁸ Todos los datos corresponden al Estudio Macroeconómico año 2012. Deloitte-APPA

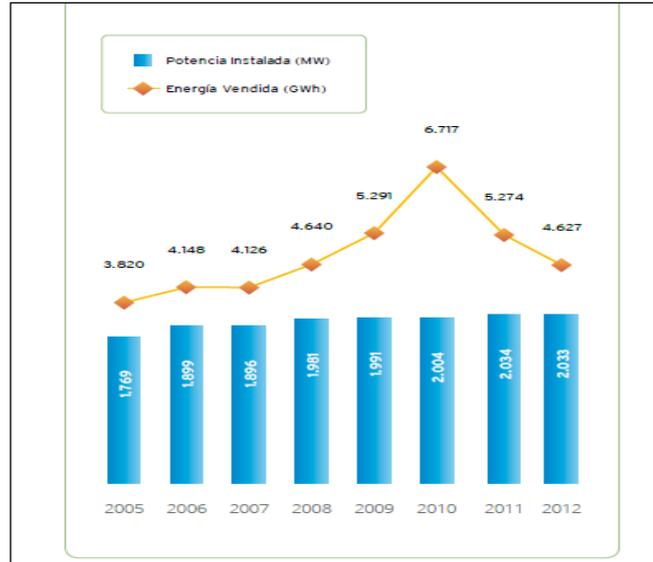


Figura 8: Evolución de potencia y energía minihidráulica. (Fuente: APPA)

Por otro lado, la evolución del empleo se refleja en la Figura siguiente con una tendencia decreciente como se observa para otros sectores.

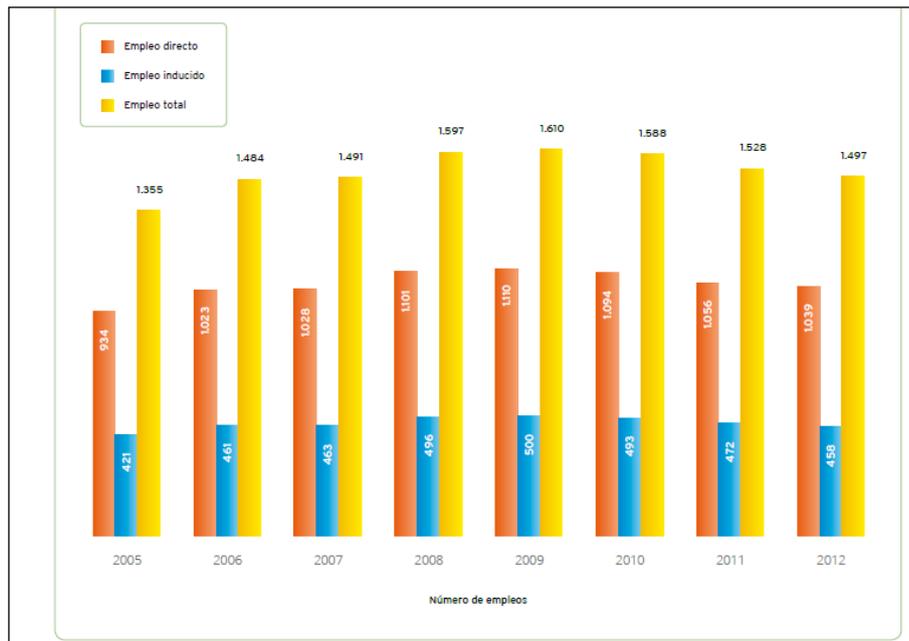


Figura 9: Evolución del empleo en la minihidráulica (Fuente: APPA)

El total de las instalaciones tipo identificadas han sido si tienen menos de 1 MW o entre 1 MW y 10 MW, por lo que se pasa de 46 originales a 92 Instalaciones tipo.

2.2.4.- Cogeneración

La cogeneración se desarrolló desde mediados de los años 80 siendo un elemento de política energética, por su eficiencia en la producción de las necesidades de energía útil por parte de la industria y los servicios, pero también para acelerar la entrada del gas natural dentro de la matriz energética española. En la figura siguiente se presenta la situación de la cogeneración en el año 2009, la evolución del precio de los combustibles ha hecho que la evolución haya sido desde ese año reducida.

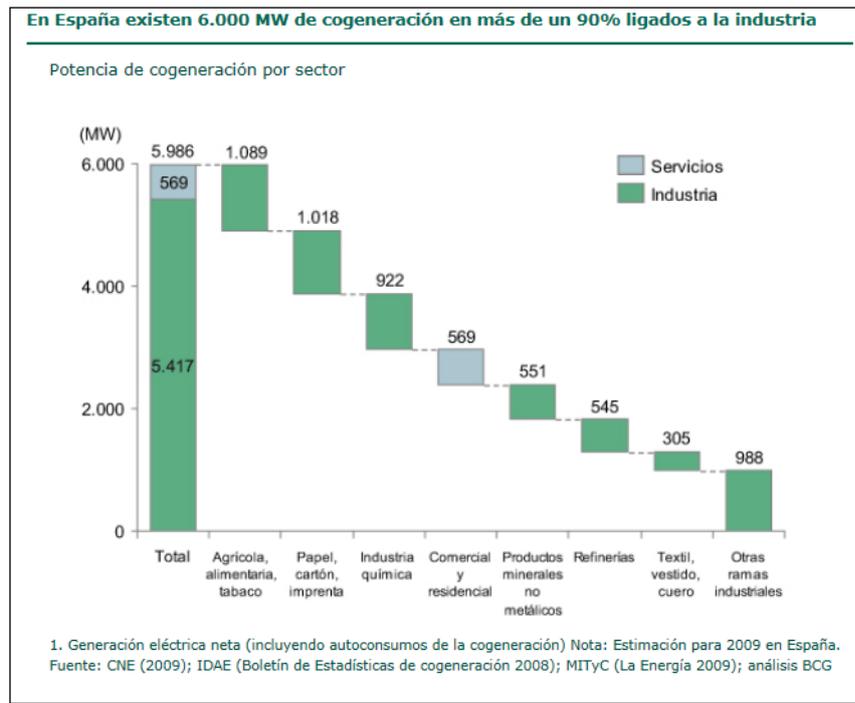


Figura 10 Situación de la cogeneración en España. (Fuente: ACOGEN)

El empleo está ligado en muchos casos al mantenimiento en los sectores en los que se utiliza.

Frente a los otros proyectos analizados, la cogeneración está muy afectada por el precio de los combustibles, fundamentalmente gas natural, y por los impuestos como el canon.

3.- Metodología

Para todos los proyectos y a partir de un detallado formulario de entrada de datos que ha sido rellenado por cada uno de los titulares de las plantas analizadas que se incluye en el Anexo 1, se han confeccionado dos hojas de cálculo por planta (se incluyen en el Anexo 3 en formato CD):

- ✓ La denominada “plan actual” se ha considerado la evolución de los ingresos y gastos pasados de la planta así como la mejor estimación disponible en la actualidad de los futuros;

- ✓ En la hoja “plan sin retroactividad” se han considerado los ingresos que habría tenido cada planta durante su vida útil de haberse mantenido invariables las condiciones regulatorias bajo las que se realizaron las inversiones.
- ✓ Una hoja resumen para cada instalación.

El resto de hipótesis consideradas para los citados planes se detallan a continuación:

- ✓ IPC previsto anual: 1,5%
- ✓ Tasa de descuento para el cálculo de valores netos: 7,398% (valor fijado como rentabilidad razonable antes de impuestos)
- ✓ Criterio para determinar si la planta puede pagar la deuda estándar: si la suma de los flujos de caja con financiación después de impuestos desde 2014 a 2018, ambos inclusive, es negativa, se considera que no puede hacerlo.
- ✓ Pérdida patrimonial: calculada como la diferencia entre los valores actuales netos del inversor después de impuestos de los escenarios actual y sin retroactividad. El cálculo se realiza en el año en el que se desembolsa la inversión inicial y se actualiza posteriormente a precios de 2014 conforme a una tasa de incremento anual igual al 7,398%.
- ✓ Inversiones en reposición de equipos durante la vida de la planta, aquí se aplican criterios diferentes según las tecnologías.
- ✓ Retribución a la operación a partir de 2017, si existe: se estima que los ingresos por MWh debidos a éste concepto más el mercado evolucionan a razón del 1% anual.
- ✓ Complemento por reactiva: estimados en 2 €/MWh (para la fotovoltaica para el resto de las tecnologías se considera 3 €/MWh de acuerdo con la experiencia) hasta 2012 (desaparición del derecho), salvo en el plan sin retroactividad, en el que se prorroga durante la vida útil.
- ✓ Costes operativos: Incremento anual del 1% (50 puntos básicos menos que el IPC estimado).
- ✓ Hipótesis de financiación: obtenidas a partir de un análisis previo de las condiciones de financiación declaradas por las plantas.
- ✓ Índice referencia: Euribor a 12 meses. Se ha considerado la curva implícita de tipos según cotizaciones del 3 de marzo de 2014.
- ✓ Diferencial: 1,25%
- ✓ Principal otorgado inicialmente: 80% de la inversión inicial
- ✓ Plazo: 12 años más seis meses de carencia
- ✓ Gastos iniciales: 0,25%

- ✓ Criterio de amortización: cuotas constantes (método francés)
- ✓ Criterios fiscales:
 - Plazo de amortización de la inversión: 30 años
 - Tipo de impuesto de sociedades: 30%
 - Deducciones: ninguna
- ✓ Energía producida:
 - Se parte de un valor previsto en 2014 igual al de 2013.
 - Degradación de la instalación: 0,5% de pérdida de producción energética anual de 2015 en adelante.
 - Cuando se alcanza la vida útil se desmantela la instalación (deja de producir energía).
- ✓ Ingresos:
 - Retribución por inversión: se mantiene constante de 2013 hasta finalizar la vida útil de la planta.
 - Precio estimado del mercado eléctrico: según estimación de orden IET/1045/2014 ajustado por el coeficiente de apuntamiento tecnológico recogido en la misma orden (Fotovoltaica: 2,07% Eólica: -11,11%, Mini hidráulica: -6,11% y Cogeneración sin coeficiente de apuntamiento).

Para cada tecnología se han considerado algunos aspectos específicos:

Solar fotovoltaica

Los criterios para la reposición de los equipos:

- ✓ Se han considerado exclusivamente dos cambios de inversores (vida útil de 10 años) a los 10 y 20 años desde la puesta en servicio de cada planta. Los importes de estas reposiciones se han calculado teniendo en cuenta la evolución histórica del precio de los inversores de entre 10 y 100 kW y su previsión de evolución futura según los datos proporcionados por el reconocido instituto alemán Fraunhofer (10% de incremento anual del mercado global y 18,9% de factor de aprendizaje).

Inversión por desmantelamiento:

- ✓ A realizar en el momento en el que se alcanza la vida útil regulatoria. Estimada en 118 €/kW para las instalaciones fijas y 230 €/kW para las instalaciones con seguidores.