

Roland Berger
Strategy Consultants



Análisis de estándares de proyectos de producción de electricidad en régimen especial – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

Informe Técnico

Madrid, 31 de octubre de 2014

Roland Berger Strategy Consultants, S.A.
Pº de la Castellana, 140
28046 Madrid – España

Aviso legal

Roland Berger Strategy Consultants (RBSC) ha sido contratada para elaborar un análisis independiente de estándares de costes de proyectos de producción de electricidad en régimen especial.

El documento se ha desarrollado para IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía y sólo podrá ser utilizado, en su versión final, como informe técnico.

El informe ha sido preparado únicamente en el contexto del proyecto en la fecha del informe y conforme a procedimientos estándares de trabajo. Las declaraciones hechas por RBSC están basadas en hipótesis asumidas para ser precisos en base a la información disponible.

Sin embargo, RBSC no se hace responsable de la información y fuentes utilizadas, que han sido empleadas como correctas y precisas.

Los resultados de estos análisis y el informe final podrán ser utilizados en procedimientos judiciales y/o arbitrales en que pudiera ser parte la Administración General del Estado. Sin embargo, el alcance de los servicios de RBSC en este proyecto no incluye la asistencia técnica en dichos procedimientos, ni la defensa de los datos, hipótesis, cálculos, resultados, conclusiones o demás elementos relevantes propuestos en los informes finales. La prestación de estos servicios adicionales estará sujeta a la tramitación del expediente o expedientes de contratación que se consideren oportunos.

El informe no ha sido actualizado desde la fecha en que fue presentado y no incluye cualquier acontecimiento que haya podido ocurrir desde esa fecha. RBSC no está obligado a actualizar o corregir cualquier imprecisión contenida en el informe debido a cualquier hecho o circunstancia que pudieran haber acontecido o de las cuales RBSC pudiera haberse enterado después de la fecha del informe, y no está obligado a notificar cualquier hecho o asunto con respecto al cual el informe deje de estar actualizado, correcto, aplicable o relevante.

Este aviso legal aplica a este informe y a cualquier comentario verbal o escrito de cualquier persona que lo presente. Este informe se limita a los asuntos explícitamente mencionados en él y no debería ser interpretado como una extensión por implicación a ningún asunto adicional.

Agradecimientos

RBSC agradece su colaboración a las asociaciones, empresas y personas que han aportado conocimiento de mercado e información relevantes para la realización de este informe.

Dada la complejidad del sector eléctrico y la repercusión económica y social del nuevo esquema regulatorio que se plantea, RBSC considera que la contribución de las partes implicadas es fundamental para el entendimiento de los costes de inversión y operación históricos de las tecnologías de generación de electricidad que operan en régimen especial en España.

De acuerdo con el pliego de condiciones técnicas, se ha realizado un análisis independiente a partir de información proveniente de fuentes públicas, cuentas auditadas, información presentada por asociaciones, operadores y fabricantes, fuentes oficiales, información proporcionada por el IDAE y experiencia y conocimiento de RBSC en el sector.

RBSC es el único responsable de los resultados recogidos en el presente informe técnico; estos resultados son independientes y no representan la opinión de las organizaciones y personas entrevistadas durante la ejecución del informe.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Objetivos y alcance	6
1. Resumen ejecutivo	8
1.1 Detalle de la caracterización de estándares por tecnología.....	11
1.1.1 Eólica	12
1.1.2 Cogeneración	15
1.1.3 Solar Fotovoltaica.....	19
1.1.4 Solar Termoeléctrica.....	21
1.1.5 Hidroeléctrica (< 50 MW).....	23
1.1.6 Biomasa	25
1.1.7 Biogás	26
1.1.8 Tratamiento de Residuos.....	27
1.1.9 Combustión de Residuos.....	29
1.2 Consideraciones finales.....	32
1.2.1 Instalaciones singulares y casos tipo definidos.....	32
1.2.2 Contraste y testeo de modelos	32
2. Contexto.....	33
2.1 Evolución de regulación relevante.....	33
2.1.1 Periodo 1980 - 1989	33
2.1.2 Periodo 1990 - 1999	34
2.1.3 Periodo 2000 - 2009	34
2.1.4 Periodo 2010 - 2013	36
2.2 Evolución y escenarios de las principales variables macroeconómicas.....	37
2.2.1 Mercado eléctrico	37
2.2.2 Combustibles (fósiles, biomasas) y CO2	38
2.2.3 Índice de Precios de Consumo (IPC) y de Precios Industriales (IPRI) ...	42
2.3 Régimen especial – caracterización de instalaciones e incentivos	43
3 Enfoque metodológico – modelo RBSC.....	46
3.1 Principales inputs del modelo	48
3.1.1 Costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).....	48
3.1.2 Costes de combustibles o insumos.....	49
3.1.3 Horas equivalentes	49
3.1.4 Retribución	50
3.2 Algoritmo de cálculo: determinación de los flujos de caja y la TIR	51
3.3 Determinación del ajuste regulatorio resultante	52

3.4	Liquidaciones específicas a 2013.....	53
4	Caracterización de estándares por tecnología.....	55
4.1	Eólica.....	57
4.2	Cogeneración.....	67
4.3	Solar Fotovoltaica.....	79
4.4	Solar Termoeléctrica	87
4.5	Hidroeléctrica (< 50 MW)	95
4.6	Biomasa	102
4.7	Biogás	105
4.8	Tratamiento de Residuos	108
4.9	Combustión de Residuos.....	111
4.10	Instalaciones singulares	114
4.10.1	Solar Termoeléctrica.....	114
4.10.2	Biomasa y Biogás.....	116
4.10.3	Tratamiento de Residuos.....	116
4.10.4	Combustión de Residuos.....	116
4.10.5	Cogeneración	117
	ANEXOS	118
I.	Índice de figuras y tablas	118
II.	Glosario y definiciones	121
III.	Resumen de casos tipo – cálculo Rinv y Ro.....	122
A.	Eólica.....	125
B.	Cogeneración.....	126
B.1	Gas natural – turbinas (a.1.1)	126
B.2	Gas natural – motores (a.1.1)	131
B.3	Combustibles líquidos (a.1.2)	136
C.	Solar fotovoltaica.....	140
C.1	Instalaciones acogidas al RD 661/2007	140
C.2	Instalaciones acogidas al RD 1578/2008	161
D.	Solar termoeléctrica	167
E.	Hidroeléctrica.....	169
F.	Biomasa	172
G.	Biogás	174

H.	Tratamiento de Residuos.....	176
I.	Combustión de Residuos.....	178
IV.	Bibliografía.....	180
V.	Roland Berger: Modelo Mayorista de Electricidad.....	192

Objetivos y alcance

El objeto de este informe es el establecimiento de unos estándares de costes de inversión y operación de las tecnologías de generación de electricidad que operan en régimen especial en España, que sirva como base para la determinación de la retribución a futuro de dichas tecnologías, necesaria para alcanzar un objetivo de rentabilidad definido.

El análisis llevado a cabo se centra en las siguientes tecnologías de generación de electricidad: eólica, cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, hidroeléctrica (instalaciones de menos de 50 MW), biomasa, biogás, tratamiento de residuos y combustión de residuos.

Para la determinación de los estándares se ha llevado a cabo un análisis histórico y futuro de los parámetros que influyen en la determinación de los costes de generación de cada tecnología. Adicionalmente, se han analizado las retribuciones percibidas hasta el momento por los distintos proyectos de producción de electricidad en régimen especial, como base para poder determinar las necesidades de retribución futuras que les permitan alcanzar una rentabilidad razonable de acuerdo con los objetivos definidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR).

Los análisis realizados permiten la valoración y el contraste con fuentes externas de las hipótesis y modelos de rentabilidad y de retribución percibida que ya han sido elaborados por el IDAE para este tipo de instalaciones.

En concreto, el análisis se apoya en un modelo propio elaborado expresamente para este objeto e incluye, para cada una de las tecnologías del régimen especial los siguientes apartados:

1. Análisis de los valores estándar históricos, por año de instalación y operación, de las principales variables con impacto en el coste total de producción y contraste con las hipótesis de modelización y datos internos utilizados por el IDAE
2. Hipótesis sobre los valores estándar a futuro, por año de instalación y operación, de las principales variables con impacto en el coste total de producción y contraste con las hipótesis de modelización y datos internos utilizados por el IDAE
3. Contraste y testeo de los modelos de rentabilidad requerida desarrollados por el IDAE, incluyendo revisiones sobre las hipótesis operativas, los factores de carga, el marco retributivo y la modelización de los flujos de caja
4. Proyección a futuro, (por año entre 2014 y 2020), de la retribución para tecnologías de régimen especial para instalaciones puestas en operación hasta 2013, incluyendo la proyección de evolución de producción primada, la realización de escenarios "top-down" de variables clave y las necesidades de retribución a futuro en base al año de puesta en operación, a los escenarios energéticos definidos y a los criterios de rentabilidad razonable establecidos por el MINETUR
5. Proyección a futuro, (por año entre 2014 y 2020), de la retribución para tecnologías de régimen especial para instalaciones puestas en operación entre 2014 y 2020, utilizando los escenarios "top-down" definidos de variables clave y definiendo las necesidades de retribución a futuro en base al año de puesta en operación, a los escenarios energéticos definidos y a los criterios de rentabilidad razonable establecidos por el MINETUR
6. Contraste de los principales datos, hipótesis y metodología utilizados en este estudio con otras fuentes reconocidas

Este análisis se ha elaborado con información pública disponible, información presentada por asociaciones, operadores y fabricantes, información de fuentes oficiales, información puesta a disposición por el IDAE, estudios y análisis independientes y experiencia previa de RBSC. Adicionalmente, RBSC ha realizado entrevistas con expertos del sector para completar los análisis de tendencias.

La retribución futura a recibir por parte de las instalaciones estándar de producción de electricidad en régimen especial se ha calculado utilizando las fórmulas incluidas en la propuesta de Real Decreto. Estos cálculos se han basado en estándares y no incluyen la estructura de financiación de los proyectos. Por tanto, su rentabilidad está calculada antes del impuesto sobre beneficio, aunque sí contiene los impuestos de generación y de hidrocarburos (cuando apliquen).

1. Resumen ejecutivo

Este informe se ha elaborado con el propósito de dar una visión externa al IDAE y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) referente a la introducción de una nueva propuesta de Real Decreto por el que se regula la remuneración de energía eléctrica en el régimen especial.

Esta revisión de la retribución del parque en régimen especial español, desde el punto de vista de RBSC, tiene el objetivo de servir como punto de comparación con las conclusiones del IDAE y del MINETUR y así poder llegar a establecer unos estándares en detalle para todas las tecnologías de generación de electricidad a partir de energías renovables, cogeneración y residuos – concretamente eólica, cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, hidroeléctrica (instalaciones de menos de 50 MW), biomasa, biogás, tratamiento de residuos y combustión de residuos.

Para poner en contexto este cambio regulatorio, se repasan brevemente los distintos marcos regulatorios, que a lo largo de la historia del régimen especial en España han servido para fomentar y a la vez controlar su evolución. Los distintos sistemas de apoyo de tarifas reguladas y primas adoptados se tradujeron en un incremento muy significativo de las energías renovables en el mix energético hasta superar los 39 GW de capacidad instalada. Estos marcos regulatorios son de particular interés, pues su frecuente actualización y diversidad dificultan la reconstrucción del hilo retributivo y costes regulados de los activos en cuestión.

Como parte del análisis, se ha tenido en cuenta una larga lista de variables e hipótesis de partida de información recogida de la Comisión Nacional de Energía (CNE), del Registro Mercantil, de fuentes del sector e internas de RBSC y de la consulta de un conjunto de fuentes externas – las fuentes se detallan por tecnología en el apartado de Bibliografía. De la base de datos de la CNE se ha obtenido el histórico de horas de funcionamiento, capacidad instalada, número de instalaciones, generación y retribución total. En lo que respecta a los costes de inversión y de operación y mantenimiento, se ha elaborado una base de datos específica para este ejercicio con información del sector e interna de RBSC.

Para la evolución de las hipótesis de partida se ha tenido en cuenta la evolución histórica de índices como el IPC o el IPRI, la de los precios de los distintos combustibles, así como el precio de la electricidad para la industria en España.

Teniendo en cuenta el impacto económico de dichos estándares, se ha utilizado un enfoque metodológico centrado en costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX), costes de combustibles e insumos, horas equivalentes de funcionamiento/factores de carga y retribución para llegar a la estimación de los estándares. Con respecto a este último punto, se ha seguido el criterio de retribución media anual, en determinados casos detallado por año de puesta en marcha (ej. eólica y fotovoltaica).

Sin embargo, RBSC considera que existe un tramo alternativo más conservador puesto que existen algunas instalaciones que se han acogido a regímenes menos favorables. Ese método de cálculo utilizaría el tramo inferior de retribución en la evolución histórica de las tarifas y primas equivalentes de cada tecnología.

A partir de la información histórica recogida en nuestra base de datos, se ha empleado una misma metodología uniforme para la estimación tanto de los costes de inversión y operación, como de los ingresos de las diferentes tecnologías de generación de electricidad que operan en régimen especial. En concreto, el análisis se apoya en un modelo propio elaborado expresamente para este ejercicio.

El algoritmo de cálculo consiste fundamentalmente en:

1. La determinación de sendas completas de CAPEX y OPEX extrapolando si fuese necesario a partir de los datos existentes de mercado – nubes de puntos y rangos, así como análisis estadísticos para entender la dispersión entre los valores históricos observados en las variables principales:
 - Aplicando criterios de razonabilidad en la eliminación de proyectos atípicos con casuísticas específicas, utilizando como criterio las estructuras de costes de inversión (ej. coste del principal componente y EPC) y operación conocidas (O&M, personal, ...).
 - Realizando un análisis de sensibilidad sobre el impacto de distintos factores de carga – para normalización de los datos si se considera el valor ajustado de horas equivalentes derivado de la CNE.
 - Realizando el análisis inicial por año de puesta en marcha, implicando en general un valor de CAPEX específico por año y por rango de potencia. El OPEX solo se diferencia si existen diferencias significativas por año de puesta en marcha.
 - Considerando el CAPEX en el año cero anterior a la entrada en operación (hipótesis conservadora, por incertidumbre en la fecha de puesta en marcha, que en muchas renovables coincide con la segunda mitad del año).
 - Considerando los años de vida regulatoria sugeridos en el borrador del nuevo Real Decreto.
2. La integración de sendas de remuneración y horas equivalentes reales a nivel histórico y futuro. Para la retribución futura se consideran los precios de mercado ajustados por tecnología.
3. La introducción de escenarios de evolución de precios de combustibles para tecnologías térmicas.
4. La aplicación de ajustes derivados de disposiciones transitorias.
5. El modelo incluye también un módulo que permite simular el impacto de la variación del CAPEX u OPEX, lo cual permite evaluar el impacto en rentabilidad ante distintos modelos de operación.

El algoritmo estima la tasa de retorno de proyectos tipo de producción de electricidad en régimen especial por año de puesta en marcha con las variables previamente expuestas. Las tasas internas de retorno del proyecto son estimadas a partir de los flujos de caja históricos y futuros, de manera que se pueda establecer la rentabilidad esperada por dichos proyectos en toda su vida útil, en función de los escenarios de retribución futura definidos.

El algoritmo considera esos flujos de caja operativos hasta EBITDA (Beneficio bruto de explotación antes de gastos financieros), excluyendo explícitamente cánones autonómicos y flujos de financiación tal y como queda especificado en el borrador del Real Decreto.

Aunque hemos analizado la posibilidad de introducir modificaciones en las agrupaciones propuestas por el borrador de Real Decreto de julio de 2013, concluimos que hay ventajas claras para el mercado en mantener un hilo regulatorio continuo con el pasado, en especial respetando la estructura lógica del 661/2007, y hay casos en los que es posible simplificar los subgrupos definidos en el 661/2007 sin introducir distorsiones o discrecionalidades adicionales (ej. solar fotovoltaico, cogeneración).

Los proyectos tipo de producción de electricidad en régimen especial que hayan alcanzado la tasa de retorno objetivo del Real Decreto (**7,389% a efectos de este informe**) utilizando la previsión de remuneración a mercado son excluidos del cálculo del ajuste regulatorio compensatorio, según la lógica de retribución del borrador del RD.

Los proyectos cuya **rentabilidad histórica acumulada suponga una rentabilidad para el total de vida útil superior al 7,398%** quedan excluidos de la retribución compensatoria y pasarán a participar en el mercado como el resto de tecnologías generadoras.

Para los restantes proyectos-tipo que no hayan llegado a ese nivel de retribución, se han estimado los parámetros retributivos estipulados en el borrador del Real Decreto (formulas en anexo), basados en los diferenciales de flujos de caja. Los parámetros son:

- Rinv Retribución a la Inversión (borrador RD)
- Ro Retribución a la Operación (borrador RD)

Y permiten ajustar la rentabilidad esperada por dichos proyectos a la objetivo en el RD en toda su vida útil regulatoria, en función de los escenarios de retribución futura definidos.

O sea, los resultados de cada estándar de producción de electricidad en régimen especial se han estimado hasta la determinación de los flujos de caja libre, de manera que se pueda establecer una rentabilidad esperada en toda su vida útil, en función de los escenarios a futuro de retribución definidos, que en este caso es una tasa interna de retorno (TIR) del 7,398%.

En lo que se refiere a 2013, y teniendo en cuenta que "dicho marco retributivo será de aplicación desde la entrada en vigor del RD 8/2013 de 12 de julio", será necesario efectuar un conjunto de liquidaciones de ajuste entre las retribuciones recibidas hasta dicha fecha (ver tabla con aproximación de la Prima Equivalente hasta finales de julio, y del año 2012 como punto comparativo) y la mitad restante del año.

1.1 Detalle de la caracterización de estándares por tecnología

El apartado de "Caracterización de estándares por tecnología" describe 55 casos tipo (no incluyendo casos sin instalaciones o instalaciones consideradas singulares), resultado de segmentar las ocho tecnologías de generación de electricidad incluidas en el régimen especial (eólica, cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoelectrica, mini-hidroeléctrica, biomasa, biogás, combustión de residuos y tratamiento de residuos) según criterios tecnológicos, económicos y regulatorios.

Cada caso tipo ha sido caracterizado mediante las evoluciones históricas de sus costes estándar de inversión (CAPEX), de operación (OPEX), y (cuando fuera relevante) de inversión recurrente (COPEX). Asimismo, para cada caso tipo se ha descrito una retribución estándar recibida históricamente, así como el desglose típico de sus inversiones y costes.

Para caracterizar los estándares (resultados detallados recogidos en el apartado 4 de este informe) se ha tenido en cuenta:

- El contexto histórico de desarrollo tecnológico y de mercado de cada tecnología, identificando y excluyendo del análisis aquellos casos de instalaciones con costes de operación e inversión anómalos.
- Y, cuando se ha considerado necesario, los subgrupos definidos en la propuesta de Real Decreto (julio de 2013) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Para el cálculo de la remuneración histórica que cada instalación "estándar" ha recibido desde su puesta en marcha, se ha analizado la información de la base de datos de la CNE en su base de datos de liquidaciones reales de producción de electricidad en régimen especial (actualización de noviembre de 2013).

Además, se ha contrastado la información proveniente de dicha base de datos con los esquemas de retribución y actualizaciones publicadas en el BOE para cada tecnología incluida en el régimen especial.

1.1.1 Eólica

RBSC propone un caso tipo de instalaciones para la generación de electricidad a partir de energía eólica de acuerdo con lo establecido para el subgrupo b.2.1 en el RD 661/2007, detallado por año de puesta en marcha (instalaciones ubicadas en tierra que utilicen únicamente energía eólica como energía primaria).

Desarrollada durante la década de los 90 en España, la energía eólica es ahora una de las energías renovables más maduras con más de 22 GW (22.618 MW; 1.300 instalaciones) de potencia instalada a finales de 2012.

En los primeros años de desarrollo, los parques se situaron en zonas de elevado recurso eólico que generalmente sobrepasaban las 3.000 horas anuales de producción. Durante ese periodo, los aerogeneradores utilizados tenían una capacidad inferior a 1 MW (típicamente 450 kW-800 kW) y una altura de buje reducida (hasta 50 metros).

Además, al tratarse de una industria en sus primeros años de desarrollo, el riesgo tecnológico y los costes de promoción eran superiores a los actuales debido a:

- Un proceso poco uniforme de aprobación (ej. estudios medioambientales) y falta de experiencia en la construcción de parques eólicos (ej. en las actividades críticas de medición de recurso y ubicación de aerogeneradores).
- La dificultad de acceso e inexistencia de infraestructura (civil, eléctrica y de evacuación) y transporte.
- La falta de escala en la negociación con proveedores, nivel tecnológico de los aerogeneradores y demás equipos de BoP.

Entre 2004 y 2009 se instala más del 50% del parque eólico actual (c. 12 GW). Durante estos años, se generaliza la instalación de aerogeneradores multi-MW como consecuencia de avances tecnológicos y de la necesidad de aprovechar zonas con menor recurso eólico. En la evolución del sector influyen factores regulatorios, de mercado y tecnológicos.

En los últimos años se aprecia un menor crecimiento del sector como consecuencia de la crisis económica (menor financiación), la sobrecapacidad de producción y una mayor incertidumbre regulatoria que culminaría con la aprobación del RDL 1/2012 que introducía una suspensión de los incentivos para aquellas instalaciones que no estuvieran inscritas en el Registro de Preasignación.

La evolución anteriormente descrita ha influido en el coste de inversión de los parques, la cual utilizamos para establecer nuestra consideración de coste de inversión estándar (por año de puesta en marcha) además de la tendencia que hemos observado en el mercado que incluye costes que hemos dejado fuera del estándar (*fees* de adquisición y fondo de comercio, excluidos del criterio definido por IDAE).

En ambas curvas se aprecian tres etapas distintas que coinciden con las de la evolución del sector:

- **Hasta 2004:** primeros años de desarrollo, con un coste de inversión estable gracias a la utilización de turbinas de poca capacidad y superficie de barrido y a la existencia de pocos requisitos de conexión a la red (ej. huecos de tensión) facilitaban la construcción. Sin embargo, la falta de experiencia en el sector supuso elevados costes de desarrollo en algunos casos (ej. mediciones con unos tiempos y alturas erróneos, falta de escala en la negociación con proveedores, inmadurez tecnológica, localizaciones con difícil acceso).

- **2004-2009:** este periodo corresponde al de mayor crecimiento del sector como consecuencia del avance tecnológico y los cambios regulatorios que favorecieron el aumento de la demanda. La creciente demanda y la existencia limitada de capacidad de producción / instalación supusieron el encarecimiento tanto de los equipos como de los costes de promoción (algunos promotores tenían que realizar pagos por adelantado, hasta 2 años, para asegurarse el suministro de turbinas).

Adicionalmente, el incremento del tamaño de las turbinas para aprovechar zonas de menor recurso eólico (mayor altura de buje, palas de mayor dimensión) implica un coste por MW superior (10%-15%) frente a aquellas de menor tamaño. Asimismo, la fabricación de estos aerogeneradores requiere mayor utilización de materias primas que, a su vez, habían visto un incremento en su coste.

- **2009-2012:** en los últimos se ha producido una bajada del coste de inversión hasta niveles de 2007 debido a la reducción de la demanda como consecuencia de la incertidumbre regulatoria y la sobrecapacidad en el mercado español. A pesar de que la falta de emplazamientos de alto recurso eólico obliga al uso de máquinas más caras, el coste de estas últimas también se ha ajustado en este periodo.

Además, la potencia instalada en este periodo, está afectada por la entrada en vigor del RDL 6/2009, el cual estipula que es la inscripción en el Registro de Preasignación y no la inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RAIPRE), como se establecía en el Real Decreto 661/2007, la condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el RD 661/2007.

Una vez obtenida la inscripción en este Registro, la inscripción definitiva en el RAIPRE debería realizarse en un plazo de 36 meses para que el derecho económico no fuera revocado. Este cambio de planificación generó una tensión en los plazos de ejecución de varios proyectos y, por tanto, en dos de los componentes críticos de los costes de inversión en este periodo: los precios de las máquinas y costes de desarrollo y promoción.

Cabe mencionar que el precio por MW del aerogenerador siempre se mantuvo bastante estable, pero incorporando significativas mejoras tecnológicas de rendimiento (en coste de energía por MWh) y flexibilidad (ej. reactiva e interactividad con la red) de generación a generación. Los ratios de inversión a partir de 2007 ya incluyen el coste de adecuación de las máquinas a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.

La evolución del coste de operación ha sido más moderada si bien en los últimos dos años se ha producido un ajuste en los contratos y gastos relativos a la operación y mantenimiento (los proveedores de estos servicios ofrecen los mismos servicios a precios inferiores), debido a la incertidumbre regulatoria.

En el coste de operación de un parque, la partida más relevante suele ser la de operación y mantenimiento (cerca del 50%) pero también incluye administración, supervisión, control técnico, gastos de operación en el mercado, seguros, tasas y otros gastos.

Adicionalmente, el coste de operación de los parques empieza a crecer de forma notable a partir de los 10-12 años de explotación, debido a correctivos de grandes componentes con partes móviles y/o electrónicas (multiplicadoras, rotores, generadores).

Es importante mencionar que a pesar de que la tecnología eólica presenta una producción relativamente estable a lo largo de los últimos años, hay variaciones en los factores de carga muy significativas a nivel de parques – más o menos un 20% en relación a la media mensual – debido únicamente a la variabilidad del recurso eólico local.

Para el cálculo del estándar tanto las horas equivalentes de funcionamiento como la retribución percibida se han especificado por año de puesta en marcha.

1.1.2 Cogeneración

RBSC propone **36 casos tipo** de instalaciones que utilicen la cogeneración para la generación de electricidad. Cada caso tipo se ha caracterizado en función del combustible y la potencia de la instalación:

- Para las instalaciones que utilicen como combustible el **gas natural** se han definido 12 casos tipo, siempre que este suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, partiendo por la potencia de la instalación y el tipo de motor.
- Se han definido 12 casos tipo para las instalaciones que utilicen como combustible principal **gasóleo y fuelóleo**, siempre que este suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, partiendo por la potencia de la instalación.
- Se han definido 12 casos tipo para las instalaciones que utilicen como combustible principal **el carbón, el gas de refinería o energías residuales**, siempre que este suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, partiendo por la potencia de la instalación.

La cogeneración en España cuenta con un elevado número de instalaciones, generalmente asociadas a procesos productivos de empresas industriales intensivos en energía térmica. En la actualidad, las industrias que mayor porcentaje de cogeneración instalada presentan son la industria química, la papelera y la agroalimentaria.

En este apartado hemos incluido todas aquellas instalaciones que utilicen esta tecnología, como tratamiento de residuos con cogeneración asociada en todas sus modalidades (tratamiento de purines, tratamiento de residuos del olivar, RSU, ...) y las instalaciones de recuperación de calor residual.

Las plantas de cogeneración siguen una lógica de ahorro de energía primaria. Su rentabilidad económica depende del incremento de eficiencia que se obtiene de la combinación de la generación eléctrica con el aprovechamiento, en el proceso industrial asociado, del calor útil / frío generado.

La inclusión de estas instalaciones en procesos industriales para el aprovechamiento energético, implica dos factores de añadida complejidad tanto en el análisis de las inversiones como en el de los costes:

- La inexistencia de una clara separación en inversiones, costes y la lógica de funcionamiento entre lo que es generación de electricidad y lo que es generación de energía térmica para el proceso productivo de la industria asociada.
- La cuantificación de los costes ahorrados por la obligación regulatoria de autoconsumo requerida hasta 2007 para estas instalaciones.

De particular interés para esa modelización fue la creciente implementación de entidades especializadas en la construcción y gestión de cogeneraciones – *Energy Service Companies* (ESCOs) o Empresas de Servicios Energéticos (ESEs) – lo que contribuyó a una mayor industrialización y profesionalización del sector. Estas compañías operan bajo varios modelos de negocio:

- **Instalación y operación**, en la que las ESCOs o ESEs invierten y operan una instalación de cogeneración bajo un contrato a largo plazo con la industria asociada:

- La industria obtiene una parte sustancial del ahorro de energía primaria
- Las ESCOs o ESEs obtienen un beneficio por la explotación y operación de la instalación con una mayor eficiencia debido a su conocimiento específico
- **Sólo operación**, en la que las ESCOs o ESEs operan una instalación bajo un contrato a largo plazo de prestación de servicios.
- **Otros modelos mixtos**, con otras inversiones en activos y servicios.

Entendemos que las plantas gestionadas por ESCOs o ESEs tienden a ser las más eficientes del mercado junto con las instalaciones de grandes operadores industriales y tienen niveles más bajos de CAPEX (debido a economías de escala y experiencia de compra previa) y de OPEX.

La aplicación del nuevo encuadramiento regulatorio subraya la especificidad de la cogeneración en sus distintos modelos operativos y de negocio:

- Los **regímenes de funcionamiento son específicos por industria**, donde el funcionamiento de la instalación de cogeneración viene determinada por la demanda térmica de la planta industrial asociada.
- La **viabilidad económica de la operación** es sensible al coste del combustible relevante para el subgrupo normativo en cuestión y depende de los niveles de Ro (Retribución a la operación) propuestos. La posible volatilidad de los precios de los combustibles y del CO₂ puede crear un desajuste de tesorería al cogenerador arriesgando la viabilidad de la operación de la planta.
- Adicionalmente, **se ha analizado la existencia de economías de escala** (para las plantas entre 50 MW y 100 MW) y se ha concluido que son mínimas o inexistentes, tanto a nivel de personal como de equipo.

Hasta enero de 2012 estuvo en vigor el Plan Renove de cogeneración y se estima que cerca de 500 MW se acogieron a este plan y realizaron algún tipo de renovación en sus instalaciones (ej. sustitución de los equipos principales con el fin de aumentar la eficiencia).

De igual forma, otros mercados de cogeneración europeos han optado por regulaciones que promueven incentivos directamente relacionados con la eficiencia (ahorro energético por cogeneración), que pasan en varios casos por descuentos en la conexión a la red, autoconsumo, o tasas al sistema (ej. "céntimo verde"). A este tipo de incentivos, normalmente se suman exenciones fiscales en la inversión, o incluso subsidios directos (ahora mismo más dirigidos a incentivar la micro cogeneración).

En la atribución de la gestión de la cogeneración a una tercera parte (ESCOs o ESEs) es común la introducción en los contratos (a largo plazo) de descuentos al precio de la energía térmica entregada al usuario asociado. El gestor energético normalmente tiene que ofrecer descuentos en el calor (típicamente del 15% al 25%) para que el proyecto sea atractivo para el cliente, y actuar en la optimización de la eficiencia energética en el edificio/industria en cuestión a lo largo de la vida útil de la planta de cogeneración.

Por lo tanto, este ahorro de costes energéticos en la gestión llevada a cabo por las ESCOs o ESEs justifica tanto la inversión a realizar como los contratos de suministro a largo plazo asumidos.

Para las ESCOs o ESEs, es una práctica común la introducción de dicho descuento en la cuantificación y valoración del calor útil generado (e incluso sobre el componente eléctrico) cedido al proceso/sistema adjunto a la cogeneradora. Existen referencias internacionales donde se lleva a cabo esta práctica, como en Países Bajos, con un

15% de descuento, o en el Reino Unido, con un 20% de descuento al precio de la energía térmica. .

En cuanto a la micro cogeneración, es importante resaltar su especificidad ya que no cuenta con economías de escala resultando así más alto tanto su ratio de inversión como el de operación. El diferente carácter del usuario final explica también la importancia de simplificar requerimientos y trámites administrativos para incentivar esta modalidad de eficiencia energética.

La figura de ESCOs o ESEs está en desarrollo en el sector de micro cogeneración, donde se espera que alcance o supere en importancia al sector de cogeneración de mayor escala, dado que los usuarios o consumidores finales del calor suelen ser menos técnicos (ej. edificios del sector terciario y residencial).

Limitaciones específicas al proceso de estimación de los parámetros:

Para la estimación de los principales parámetros de cada apartado tecnológico (horas equivalentes de funcionamiento, su repartición en autoconsumo y vertidas a la red y su valorización, rendimientos eléctricos / térmicos y REE, y costes de inversión y operativos) RBSC utilizó fuentes externas (estadísticas públicas de CNE) y del IDAE (boletines), y fuentes del sector.

Estando la cogeneración, en general, incorporada en procesos industriales, es necesario acceder a la contabilidad analítica y de operación / producciones de varias instalaciones para llegar al nivel de detalle necesario para esa modelización. El establecimiento de casos tipo es una aproximación al elevado número de situaciones distintas, teniendo en cuenta las anteriores limitaciones en la obtención de información.

El mix que existe de distintos modelos de operación dificulta la extracción directa de datos de las cuentas publicadas en el registro mercantil, dada la inconsistencia que hay en la inclusión de CAPEX y COPEX (inversiones recurrentes como grandes correctivos) en gastos corrientes (OPEX). Es el caso de la diferenciación entre tecnologías de cogeneración por turbina y a motor.

Para el cálculo de la retribución, RBSC utilizó la información de horas equivalentes y rendimientos eléctricos y térmicos obtenida en reuniones de trabajo mantenidas con el IDAE, por no haber tenido acceso a la base de datos oficial de certificados energéticos de instalaciones de cogeneración.

Los parámetros restantes fueron estimados de acuerdo a hipótesis de mercado (tarifa de electricidad para consumidores industriales y coste del gas natural), teniendo en cuenta diferentes sendas en el precio del combustible en función del volumen consumido.

Finalmente, presentamos una comparativa entre los principales parámetros de horas y rendimientos obtenidos en reuniones de trabajo con el IDAE y los calculados por RBSC a partir de fuentes propias y de mercado.

1.1.3 Solar Fotovoltaica

RBSC propone **27 casos tipo** de instalaciones que utilicen únicamente la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica. Para las instalaciones acogidas al:

- **RD 661/2007** se establecen 21 casos tipo en función de la potencia, el tipo de instalación (individual o agrupación) y el número de ejes.
- **RD 1578/2008** se establecen 6 casos tipo en función de la potencia y el número de ejes.

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento rápido en la última década pasando de 0,7 GW de capacidad instalada en 2007 a más de 4,5 GW en 2012.

En la evolución de la capacidad instalada destaca 2008 como año en el que más capacidad se instaló, puesto que más del 50% del parque solar español se puso en marcha en este año.

En cuanto a la tecnología utilizada, casi el 70% de las instalaciones utilizan tecnología fija mientras que el 30% restante utiliza algún tipo de seguimiento (c. 10% seguimiento a un eje y c. 20% seguimiento a dos ejes).

El valor absoluto del coste de inversión ha sufrido una bajada de 2008 a 2012, y en el caso de las instalaciones fijas es inferior al de aquellas instalaciones que cuentan con seguidores (de 1 y 2 ejes). Además, dicho coste tiende a disminuir a medida que aumenta la potencia de cada instalación, y tiene una elevada correlación con el coste de los módulos / paneles solares y sus materias primas, especialmente polisilicio, que cuenta con un reducido número de proveedores a nivel mundial.

En lo que se refiere a los costes de inversión, el componente con mayor peso, y por tanto mayor variabilidad es el módulo. Este componente pierde peso en las tecnologías con seguimiento, que, sin embargo, tienen mayor obra civil.

Para la construcción del estándar de coste de operación, hemos realizado un análisis similar al realizado para el coste de inversión. La base del análisis es el coste de operación por MW pico de 2012, que ha sido deflactado con IPC para los años anteriores.

De la misma forma que con el coste de inversión, se puede apreciar una diferencia en el coste de operación entre las distintas tecnologías puesto que resulta más barato operar las instalaciones fijas que aquellas que cuentan con seguidores. Esto se debe a que estos últimos requieren más mantenimiento debido al desgaste de un mayor número de partes móviles.

En relación a las agrupaciones, cabe mencionar que si bien para la inversión no suelen ser más baratas que las individuales, para la operación se aprecia un descenso en su coste.

Actualmente, muchas instalaciones están sujetas a contratos de largo plazo, tanto de arrendamiento como de operación y mantenimiento (en general firmados con el promotor), con alguna indexación a la facturación de energía.

Existen tres tecnologías fotovoltaicas con seguimiento a un eje: seguidores Polares y Azimutales vs. Horizontales. Nuestro análisis no distingue entre las distintas tecnologías de seguimiento a un eje (debido a la inexistencia de una muestra estadística con volumen suficiente), por lo que nuestro estándar de coste de inversión no refleja el aumento del mismo en función del aumento de rendimiento que se observa al utilizar los seguidores polares o azimutales.

1.1.4 Solar Termoeléctrica

Se establecen **6 casos tipo** de instalaciones que utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar (como energía primaria), en electricidad. Las instalaciones termoeléctricas se dividen principalmente en 4 tecnologías (cilindro-parabólica, torre, fresnel e híbrida) que a su vez pueden contar o no con almacenamiento de energía.

La tecnología solar termoeléctrica es relativamente reciente en comparación con el resto de tecnologías dentro del régimen especial. A pesar de ello, actualmente hay un total de 50 instalaciones que generan energía utilizando esta tecnología y suman 2,3 GW de capacidad instalada, casi un 6% del parque renovable en régimen especial.

A pesar de que la regulación no hace distinciones entre las distintas tecnologías de generación termoeléctrica, en este informe se detalla el estándar para la tecnología cilindro-parabólica con y sin almacenamiento debido a que 44 de las 50 instalaciones (datos de 2013) pertenecen a uno de estos dos tipos. Las tecnologías de torre con y sin almacenamiento (3 instalaciones), fresnel (2 instalaciones) e híbrida (1 instalación) son consideradas como singulares en este informe.

La mayor parte de la potencia termoeléctrica instalada desde 2007 corresponde a la tecnología cilindro-parabólica y todas sus centrales tienen una potencia nominal de 50 MW. La solar termoeléctrica en general ha tenido un crecimiento rápido, especialmente en 2012, cuando se instaló aproximadamente el doble de potencia que en el año anterior. Adicionalmente, se ha visto una tendencia hacia campos solares de mayor superficie a excepción de las instalaciones con puesta en marcha en 2013.

Para las centrales con tecnología cilindro-parabólica sin almacenamiento, esta tendencia ha pasado de estar cerca de los 350.000 metros cuadrados por instalación en 2009 a más de 430.000 metros cuadrados en 2011. En las centrales con puesta en marcha en 2013 se ha vuelto a los niveles de 2009.

La evolución del tamaño del campo solar en las centrales cilindro-parabólicas con almacenamiento ha sido más estable con una superficie en torno a 510.000 metros cuadrados por central.

Todas las centrales termoeléctricas sin almacenamiento tienen una capacidad instalada de 50 MW y un CAPEX medio unitario que va desde los 4,3 millones de euros por MW a los 5,6 millones de euros por MW. Sin embargo, el criterio utilizado para el cálculo del estándar es el de eficiencia y no el de la media observada en el mercado.

Típicamente, la partida con mayor peso en el desglose del coste de inversión de una central cilindro-parabólica sin almacenamiento es la del campo solar, que supone cerca de un 40% del CAPEX total de la planta. El resto de costes es más homogéneo siendo las partidas de equipos principales y sistema eléctrico algo superiores (12%-15%).

Existe un conjunto de centrales que cuenta con soluciones de almacenamiento de energía, que requieren una inversión adicional. Todas las centrales termoeléctricas cilindro-parabólicas con almacenamiento tienen una capacidad instalada de 50 MW y un CAPEX medio unitario que va desde los 6,0 millones de euros por MW a los 7,6 millones de euros por MW.

Debido a la existencia de menos dispersión del coste de inversión que en aquellas que no tiene almacenamiento, el coste de inversión estándar coincide con el coste medio observado en el mercado a excepción de 2013.

Las principales diferencias en el coste con respecto a la misma tecnología sin almacenamiento radican en que el sistema de almacenamiento requiere la construcción de tanques de almacenamiento, intercambiadores de calor y bombas, un mayor campo solar (de un 40% a un 50% superior al de una central sin almacenamiento) y mayor número de lazos (unos 150 vs 100 cuando no hay almacenamiento).

De igual forma, la partida con mayor peso en el coste de inversión de una central cilindro-parabólica con almacenamiento es la del campo solar, que supone un 38% del CAPEX total de la planta. El resto de costes es más homogéneo siendo las partidas de equipos principales y obra civil algo superiores (~10%). La principal diferencia con las anteriores es el coste añadido del sistema de almacenamiento que supone un 10% del coste total de inversión.

Cabe mencionar que, en algunos casos, el coste de inversión en la fecha de puesta en marcha puede ser inferior al real debido a la sustitución de grandes componentes con posterioridad a esa fecha. En cuanto al coste de operación, éste es sensiblemente mayor en las centrales con almacenamiento que en aquellas que no tienen (en valor absoluto y no por MWh). Sin embargo, las partidas que componen dicho coste son las mismas para ambas: operación y mantenimiento, seguros, autoconsumo, gas, tasas y otros.

De igual forma, hay una importante variabilidad en los costes de inversión entre plantas. Como factores relevantes apuntamos el reducido número proveedores especializados de espejos parabólicos y tubos, la variedad de modelos de construcción/EPC (ingeniería propia vs externa).

Sería importante remarcar que no hemos observado una reducción progresiva del coste de inversión de las centrales cilindro-parabólicas que resultaría de la aplicación de una curva de aprendizaje.

Hay que destacar que existe una reciente limitación de la generación con gas. Hasta 2013, esta limitación era del 15% y estaba primada mientras que a partir de 2013 se mantiene la limitación pero sin prima. La generación con gas permite que las centrales sigan funcionando cuando las condiciones normales no lo permitirían por lo que las plantas termoeléctricas seguirán quemando gas por motivos de seguridad y operación si bien se estima que el coste total de operación por este concepto baje, especialmente en las centrales con almacenamiento.

Cabe mencionar la complejidad de establecer un estándar de costes de operación para estas tecnologías puesto que en dicho coste influyen diversas variables que causan elevada dispersión en los mismos: alquiler, imputación de las infraestructuras de evacuación, costes del agua, gas, operación y mantenimiento, costes de vigilancia ambiental y liquidaciones de desvíos.

1.1.5 Hidroeléctrica (< 50 MW)

RBSC propone **3 casos tipo** de instalaciones que utilicen saltos o corrientes de agua para la producción de electricidad con potencia instalada inferior a 50 MW:

- Instalaciones hasta 10 MW y de tipo fluyente.
- Instalaciones superiores a 10 MW y de tipo pie de presa.
- Instalaciones entre 10 MW y 50 MW.

Los casos tipo para esta tecnología se han definido en línea con lo establecido para los grupos b.4 y b.5 en el borrador del nuevo Real Decreto, partiendo por potencia y tipo de instalación.

La tecnología hidroeléctrica es la tecnología de régimen especial más madura. En la última década, únicamente se han construido cerca de 585 MW nuevos de hidroeléctrica, debido a las restricciones medioambientales y a los incentivos disponibles.

La configuración del salto es el principal determinante del CAPEX de la planta puesto que la elección de uno u otro influye tanto en la determinación de la solución de ingeniería más adecuada para cada caso como en su coste.

Desde el año 2000, se ha producido una mejora tecnológica en las turbinas que ha abaratado su coste al ser más compactas, simples y fiables. La cuestión principal en el establecimiento de un estándar es la inmensa variabilidad de ubicaciones, edad media e infraestructura necesaria, con impacto en costes de inversión y operación.

Además, los procesos de aprobación son largos (de 6 a 10 años) y complicados dadas las restricciones existentes a la hora de obtener una licencia. Esto ha llevado a la reutilización de antiguos saltos (ej. centrales a pie de presa repotenciadas) como alternativa a la creación de nuevas centrales.

Por otro lado, algunas centrales no han incluido en su coste de inversión los gastos relacionados con la gestión de terrenos o la construcción de infraestructuras adicionales necesarias (ej. líneas de evacuación o canales). Dichos costes podrían alterar sensiblemente el coste de inversión total. Cabe mencionar que la denominada micro-hidroeléctrica, de reducidos saltos y potencias (hasta 250-500 kW), sufre de un fuerte efecto de subescala a la hora de determinar inversiones, pudiendo incrementar significativamente (factor de 2x a 3x) el CAPEX unitario.

Los costes operativos presentan variabilidad entre las distintas instalaciones y dependen del enfoque del inversor. Si el inversor se centra en la obtención de un margen, intentará minimizar el coste de operación y mantenimiento mientras que éste será más elevado si el inversor pretende maximizar la vida útil del activo. Asimismo, también existe una relevante variabilidad en las horas equivalentes de funcionamiento de una central a otra.

Los ingresos vienen determinados tanto por el modo de operación (pie de presa o fluyente) como por las horas de funcionamiento. Estas últimas, a su vez, están condicionadas por la imposición de caudales ecológicos por parte de las cuencas hidrográficas. Adicionalmente, este tipo de generación depende de variaciones cíclicas a lo largo de varios años (entre 2 y 10), estacionales e incluso diarias.

A su vez, es importante señalar que muchas de las centrales existentes son concesiones públicas con exigencia de condiciones de las que va a depender el retorno económico de los activos. Ejemplos:

- Obligatoriedad de devolución del bien público en perfectas condiciones al final de la concesión.
- Fuerte variación de cánones exigidos al concesionario (del 0% hasta el 33% de los ingresos con varios modelos: como porcentaje de facturación, por MWh, fijo, combinación, etc).

Debido a la distorsión que genera esto último en el cálculo de rentabilidad de proyecto, se ha excluido explícitamente de nuestro análisis todo canon hidrográfico. La rectificación de dichas distorsiones tendría que ser objeto de una compensación adicional como resultado de la aplicación de un criterio de equivalencia de centrales.

Otra excepción en nuestros cálculos es la reciente exigencia de demolición al final de la vida útil del proyecto, pendiente de internalizarse en las cuentas de cada activo (ej. vía provisiones adicionales).

1.1.6 Biomasa

En la categoría de biomasa están incluidas todas aquellas instalaciones que utilicen como combustible principal la biomasa procedente de actividades silvícolas, agrícolas y ganaderas. Se proponen **2 casos tipo**:

- Instalaciones que utilicen como combustible principal biomasa procedente de **cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes** (212 MW; 25 instalaciones): se presenta un caso tipo de turbina de 20 MW, con factor de utilización del 89% y autoconsumo del 12%.
- Instalaciones que utilicen como combustible principal biomasa procedente de **instalaciones industriales del sector agrícola o forestal** (177 MW; 20 instalaciones): se presenta un caso tipo con coste de tratamiento de las biomásas por secado y almacenamiento incluido en el coste del combustible, con 22% de eficiencia y 10% de autoconsumo.

La biomasa sigue teniendo un peso muy limitado dentro del mix de renovables. Ni el régimen retributivo establecido por el Real Decreto 436/2004, ni el del Real Decreto 661/2007 han logrado un incremento significativo de estas plantas – desde 2007 únicamente se han instalado ~340 MW de biomasa.

En España, existe una gran variedad de instalaciones de generación que utilizan como insumo principal la biomasa de madera o residuos agrícolas, por ejemplo. A día de hoy, esta tecnología tiene una función importante en el aprovechamiento / tratamiento de la biomasa local (ej. limpieza de bosques y zonas verdes) – pero la industria está teniendo problemas en la obtención de biomasa no procesada, por menor escala y la profesionalización de los proveedores.

Uno de los puntos críticos para la viabilidad económica de las plantas de biomasa es la falta de garantía de acceso al recurso de forma económicamente viable a lo largo del tiempo.

La tecnología de la biomasa se puede considerar como una tecnología relativamente madura, que ha experimentado una mejora en los niveles de eficiencia a lo largo de los últimos 10-15 años. También existen otras a nivel experimental como las plantas de gasificación (consideradas dentro de plantas singulares).

El modelo de negocio de biomasa normalmente presenta riesgos para los operadores:

- de volumen, por disponibilidad de la materia prima.
- de precio, siendo variaciones de +/-30% comunes en el mismo periodo para la biomasa, lo cual representa aproximadamente la mitad del coste de generación.

1.1.7 Biogás

RBSC propone 2 **casos tipo** de instalaciones que utilicen como combustible principal el biogás procedente de vertederos o de la digestión anaerobia:

- Instalaciones que empleen como combustible principal el **biogás recuperado en los vertederos controlados** (120 MW; 65 instalaciones):
 - El perímetro considerado en este punto solo incluye los costes de inversión y explotación necesarios para valorar el biogás generado en el vertedero, excluyendo los que vienen impuestos por la obligatoriedad legal de sellar, desgasificar y oxidar el biogás para evitar emisiones atmosféricas de metano. Presentamos un caso tipo para > 5 MW con sus respectivos costes de inversión.
 - Los costes totales de explotación varían típicamente entre 50-70 euros por MWh. Para el cálculo efectivo de los estándares hemos utilizado el criterio determinado por el IDAE, por lo que hemos considerado únicamente el valor de O&M estrictamente relacionado con la generación de electricidad.

- Instalaciones que empleen como **combustible principal el biogás generado en digestores empleando alguno de los siguientes residuos**: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos domiciliarios o similares, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión (67 MW; 56 instalaciones):
 - **Biogás procedente de la digestión anaerobia de FORSU**, que cumple un servicio público de gestión de residuos sólidos urbanos, con costes de inversión muy variables.
 - **Biogás procedente de la digestión anaerobia de lodos y otros residuos agroalimentarios** – muy distinto del primero en la obtención del insumo por su dependencia de la logística del digestato. Presentamos un caso tipo para 2 MW. Sus costes totales de explotación (incluyendo transporte) pueden llegar a los 40 euros por MWh (instalaciones de 2 MW). De igual forma, para el cálculo efectivo de los estándares hemos utilizado el criterio determinado por el IDAE, y hemos considerado únicamente el valor de O&M estrictamente relacionado con la generación de electricidad.

Los casos tipo para esta tecnología se han definido en línea con lo establecido para el grupo b.7 en el borrador del nuevo Real Decreto, partiendo por el tipo de combustible principal; y para los subgrupos b.7.1 y b.7.2 se presenta una comparativa de los costes de inversión de varias plantas.

Hay por lo tanto dos procesos relevantes en la generación eléctrica con biogás: el biogás de residuos urbanos / industriales y el de residuos agrícolas / ganaderos. La tecnología de digestión tiene un menor grado de madurez en comparación con la combustión en biomasa, y, por lo tanto, su eficiencia es menor por la inexistencia o carácter estacional de los clientes de calor útil ("*heat sinks*"). Por otro lado, el elevado contenido de humedad de los recursos limita el radio de acción de plantas de biogás en comparación con biomasa.

1.1.8 Tratamiento de Residuos

Los casos tipo para esta tecnología se han definido en línea con lo establecido para la categoría d) en el Real Decreto 436/2004, partiendo por el tipo de instalación. RBSC propone **3 casos tipo** de instalaciones que utilicen el tratamiento y reducción de purines, lodos y otros residuos:

- **Instalaciones de tratamiento y reducción de purines** de explotaciones de porcino de zonas excedentarias (414 MW; 33 instalaciones):
 - El coste de inversión de referencia es de 1,5 millones de euros por MW, con un rendimiento de aproximadamente 7.400 horas equivalentes, autoconsumo del 7%, y disponibilidad del 91%. Este cálculo incluye lleva incluido la inversión en el proceso del tratamiento de purines
 - El coste de operación de referencia de dichas instalaciones es de aprox. 109 euros por MWh a los que hay que añadir un coste fijo de 171 mil euros por MW y 15 mil euros de COPEX recurrente (1% anual).
 - Hemos considerado los ingresos (marginales, aprox. 1 euro por MWh) por producción de residuos que son utilizados como fertilizantes orgánicos – solo percibidos por algunas plantas.
 - Adicionalmente al tratamiento convencional de purines (24 plantas y 303 MW), hay 5 plantas (81 MW) que incluyen un proceso de biodigestión, sumando un total de 29 plantas y 384 MW.
 - RBSC, con el fin de obtener resultados contrastables con los calculados por el IDAE, realizó el cálculo de la retribución excluyendo el proceso de tratamiento de purines, ajustando el CAPEX en c. 300 mil euros (valor estimado de los equipos de tratamiento), y equiparando estas instalaciones a una cogeneración de igual rango y características técnicas.
 - Este término de inversión medioambiental dejaría, en ese caso, de ser remunerado, siendo eventualmente objeto de un esquema retributivo específico.
- **Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos** (211 MW; 16 instalaciones):
 - Este subgrupo incluye las plantas de cogeneración basadas en el tratamiento de orujo de aceituna, previamente incluidas en la Disposición Transitoria 2ª.
 - El coste de inversión de referencia es de 1,07 millones de euros por MW, con un rendimiento de aproximadamente 7.600 horas equivalentes, REE del 66 al 90%, (autoconsumo del 3%). Este cálculo incluye la planta de secado del alperujo deshuesado.
 - El coste de operación de referencia de dichas instalaciones es de 125 euros por MWh a los que hay que añadir un coste fijo de 174 mil euros por MW y 23 mil euros de COPEX recurrente (aprox. 2% anual).
 - Hay ingresos marginales por venta de calor útil (aprox. 3 euros por MWh), con una hipótesis de descuento de vapor del 90%.

- Entendemos que las consideraciones mencionadas para el subgrupo d.1 aplican de igual forma para esta división de activos, en particular en lo que se refiere a equipos auxiliares (ej. equipamiento de secado conectados a las cogeneraciones).

Observaciones comunes a los dos subgrupos:

- Aunque estos subgrupos incluyen plantas con particularidades, en general son instalaciones de cogeneración asociadas a procesos de tratamiento de residuos (purines y alpechín) que aprovechan el calor útil producido en la cogeneración para el tratamiento.

Se construyeron con el objetivo de resolver problemas medioambientales del sector agropecuario, siendo actualmente las únicas tecnologías económicamente viables para el proceso de tratamiento.

- Para purines y lodos, además del cumplimiento del requerimiento de eficiencia, las instalaciones tienen un requerimiento mínimo de tratamiento de residuos que implica un elevado número de horas de funcionamiento (por encima de 7.000). Esto implica la necesidad de contratos de combustibles predecibles y estables a largo plazo (ej. gas natural).

Existe también un conjunto de instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos (33 MW; 3 instalaciones) considerado como instalaciones singulares.

1.1.9 Combustión de Residuos

Los casos tipo para esta tecnología se han definido en línea con lo establecido para la categoría c) en el borrador del nuevo Real Decreto, partiendo por el tipo de combustible principal. RBSC propone **3 casos tipo** de instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en los casos tipo de biomasa y biogás:

- Instalaciones que utilicen como combustible principal **residuos domésticos y similares** (284 MW; 13 instalaciones):
 - Las plantas de valorización energética de residuos urbanos (RU) tienen una función medioambiental, marcada por el objetivo de directivas europeas de limitar su envío a vertederos (limitación del 35% del residuo biodegradable a 2016, de la directiva 1999/31/CE ratificada por el RD 1481/2001). La Ley 22/2011 tenía como objetivo incrementar el porcentaje de RU reciclados del 33% en 2011 hasta el 50% en 2020. Actualmente, las plantas incineradoras gestionan un 9% de los residuos, aprox. 2,5 millones de toneladas al año.
 - Las instalaciones de este tipo son muy heterogéneas. Existe una sola planta que supone el 23% del total de la potencia instalada y que además es la única de horno de lecho fluido, y otras de menor tamaño que suelen ser hornos de parrilla. Todas ellas tienen fuerte dependencia de los procesos de preparación previa del residuo urbano, reciclaje y compostaje.
 - La mayoría de las instalaciones tienen más de 15 años de funcionamiento y se construyeron como solución a necesidades de las administraciones públicas regionales y locales. Además, muchas de ellas han realizado modificaciones sustanciales y han alargado la percepción de incentivos.
 - El perímetro considerado en nuestro análisis es el proceso de incineración y generación de electricidad, y hemos excluido explícitamente los procesos de tratamiento posterior (de escorias y materiales residuales).
 - En general, todas estas instalaciones de combustión de residuos requieren un régimen de horas elevado (por encima de 7.000) para su funcionamiento a niveles económicamente eficientes, y contratos de combustibles predecibles y estables a largo plazo.
 - Además de los ingresos por venta de electricidad, las plantas de valorización de residuos urbanos tienen un ingreso en concepto de canon por recogida y tratamiento, el cual puede o no cubrir los costes en cuestión. Esta división entre ingresos de generación por venta de energía y cánones (medioambientales) de tratamiento de residuos no se efectúa necesariamente respetando el perímetro mencionado.
 - Según el mercado, la tarifa eléctrica cubre parte del déficit de cánones de tratamiento. Esto se refleja en la dispersión del peso en los ingresos de los respectivos cánones, variando desde el 14% hasta el 64%. En términos absolutos, los valores varían desde aprox. 25 euros hasta los 80 euros por tonelada (con un promedio de 60 euros).

- En relación a los costes de operación, existe variabilidad entre instalaciones. Esta dispersión es claramente visible en la media ponderada de los costes operativos unitarios.
- El cálculo de Rinv y Ro para el subgrupo c es particularmente difícil, teniendo en cuenta la edad media de las instalaciones en cuestión, la distinta casuística de inversiones con o sin modificaciones substanciales / horas de funcionamiento y discusión del perímetro relevante para el nuevo sistema de remuneración.
- Para calcular la retribución a estas instalaciones, hemos utilizado el criterio del IDAE de considerar el valor de inversión efectivo y costes de operación más bajos.
- Instalaciones que utilicen como combustible principal **licores negros u otros residuos no contemplados anteriormente** (260 MW; 20 instalaciones):
 - La cogeneración con licor negro es una actividad específica de fabricantes de pasta, papel y cartón, a partir del proceso de transformación de la madera en pasta de celulosa y lignina.
 - El proceso consiste básicamente en descortezar y astillar la madera (la corteza se valoriza posteriormente como biomasa), siendo la lignina transformada vía cocción (digestor) en licor negro de alta concentración, lo cual es el insumo principal para el proceso de cogeneración.
 - El proceso de cogeneración propiamente dicho – parte integrante del proceso productivo del fabricante – consiste en generar vapor en una caldera, que posteriormente alimentará una turbina que genera electricidad y calor residual a la fábrica. El proceso de cogeneración también permite recuperar químicos en la producción de licor, los cuales son valorizados en un proceso de venta interno a dicha fábrica.
 - El coste de inversión de referencia de una de las plantas más eficientes de España (REE de 40%-43%, de aprox. 6.750 horas equivalentes, autoconsumo 11%, y factor de utilización del 87%) incluyendo turbina, caldera y elementos auxiliares es de aproximadamente 2,1 millones de euros por MW.
 - Este valor es más elevado que el de cogeneración pura por la incorporación de elementos de tratamiento (turbina de contrapresión, desgasificador), pero se beneficia de economías de escala en la compra de equipos y compra conjunta de materiales. Sin estos ajustes, el valor efectivo de inversión sería de hasta aproximadamente 3 millones de euros por MW (para otra planta de referencia de 20 MW)
 - El coste de operación de dichas instalaciones varía entre 32 euros por MWh y 37 euros por MWh (aprox. 24% de combustible, 30% de operación y mantenimiento y 46% de personal). Si al coste total del licor negro se deduce el ingreso por venta de vapor (a precio de mercado, generado a gas natural) y el ingreso derivado de químicos recuperados, el coste neto de operación varía entre 89 y 97 euros por MWh.
 - Para calcular la retribución a estas instalaciones, hemos utilizado el criterio del IDAE de exclusión del coste de licor negro como insumo.

Existe una instalación considerada en instalaciones singulares, que utiliza como combustible principal productos de explotaciones de calidades no comerciales para la generación de electricidad (50 MW) por su elevado contenido en azufre o cenizas, representando los residuos más del 25% de la energía primaria.

1.2 Consideraciones finales

1.2.1 Instalaciones singulares y casos tipo definidos

También existen instalaciones que, por sus características (tamaño, tecnología o combustible), resultan ser únicas dentro del régimen especial español. Este reducido número de instalaciones se ha categorizado como "instalaciones singulares" y se ha concluido que debería tener su propio estándar o bien la posibilidad de acogerse a uno ya definido.

En definitiva, se ha caracterizado un total de 55 casos tipo (no incluyendo casos sin instalaciones o instalaciones consideradas singulares), con tablas de Rinv y Ro por año de operación / año de puesta en marcha, constituyendo los estándares para los 8 grupos de tecnologías dentro de la generación eléctrica en régimen especial y, a su vez, un conjunto de "instalaciones singulares".

1.2.2 Contraste y testeo de modelos

Se ha realizado una revisión de los modelos desarrollados por el IDAE (hipótesis operativas, marco retributivo y modelización de flujos de caja) en diferentes sesiones de trabajo con cada uno de los departamentos de las distintas tecnologías.

Para las siguientes tecnologías, además de realizar la sesión de trabajo, se ha puesto a disposición de RBSC el correspondiente modelo en Excel (entre paréntesis la fecha de entrega):

- Solar Fotovoltaica (23 de octubre de 2013)
- Solar Termoeléctrica (23 de octubre de 2013)
- Eólica (7 de noviembre de 2013)
- Hidroeléctrica (8 de noviembre de 2013)
- Biomasa (8 de noviembre de 2013)
- Biogás (8 de noviembre de 2013)
- Combustión de residuos (8 de noviembre de 2013)

Para cogeneración y tratamiento de residuos se realizó una sesión de revisión con fecha a 31 de enero de 2014.

2. Contexto

Como introducción al análisis de los casos tipo relevantes para el borrador del Real Decreto que "establecerá el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos", entendemos necesario revisar:

- Los significativos cambios regulatorios que han impactado la evolución de las tecnologías en cuestión – legislación relevante considerada y años de entrada.
- Los escenarios elegidos para la evolución a futuro de las principales variables macroeconómicas – precio del mercado eléctrico y principales combustibles e insumos.
- Una breve caracterización de las instalaciones y volumen histórico total de primas equivalentes atribuidas en el perímetro del presente informe (por tecnología).

2.1 Evolución de regulación relevante

Según el borrador del nuevo Real Decreto, *"la implementación de una política sostenible para la generación de energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y el aumento de la eficiencia energética han constituido los principales pilares de la política energética española en los últimos años. Han tenido como objetivo reducir la alta dependencia energética exterior, las emisiones de efecto invernadero y la de energía primaria o ciclos combinados, además de fomentar la seguridad del abastecimiento energético nacional y el desarrollo tecnológico generando distintas oportunidades de crecimiento económico"*.

En dicho borrador del nuevo Real Decreto se argumenta que el desarrollo de una regulación para las energías renovables empieza en los años 80, con la ley 82/1980 de conservación de energía, con el fin de mejorar la eficiencia energética y así poder reducir la dependencia del exterior. Desde entonces se ha producido un avance significativo en las tecnologías de producción de energía eléctrica definidas por el régimen especial, concretamente todas aquellas que produzcan energía a través de fuentes de energías renovables, cogeneración o residuos.

2.1.1 Periodo 1980 - 1989

- **Ley 82/1980:** aborda por primera vez en documento oficial la producción de energía eléctrica a partir de energías renovables y surge con el propósito de *"reducir la fuerte dependencia energética exterior que tenía España, promoviendo el desarrollo de generación de origen renovable para reducir las necesidades de importación de combustibles fósiles"*.

Además, con el objetivo de impulsar la mejora de la eficiencia energética, establece incentivos para el "autogenerador", instalaciones cuyo fin primordial no sea la producción de electricidad pero que *"puedan obtener ésta por sus propios medios, a partir de la utilización de residuos o subproductos energéticos excedentarios de su proceso de producción"*.

2.1.2 Periodo 1990 - 1999

- **Real Decreto 40/1994:** establece por primera vez el reconocimiento de "régimen especial" a todas aquellas instalaciones que tenían consideración de "autogenerador" según la ley 82/1980.
- **Real Decreto 2366/1994:** desarrolla un marco retributivo para la producción del régimen especial, estableciendo un precio para los excedentes de energía de los "autogeneradores". El precio de venta de la energía cedida está compuesto por un término de potencia y por un término de la energía cedida.
- **Ley 54/1997:** distingue la producción en régimen ordinario de la producción en régimen especial, estableciendo un sistema de mercado para el primero y uno alternativo para el segundo: cogeneración, biomasa y residuos recibirán una prima sobre el precio de mercado por su energía excedentaria y las renovables (solar, eólica, geotérmica, energía de las olas y mini hidráulica) participarán directamente en el mercado recibiendo una prima más el precio marginal horario y, cuando fuese necesario, una remuneración por garantía de potencia y por servicios complementarios, donde el mercado les imputaría el coste de los desvíos.

El régimen especial de producción eléctrica estará reservado para instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW y utilicen sistemas de producción de electricidad asociados a actividades no eléctricas tales como energías renovables.

- **Real Decreto 2818/1998:** tiene como propósito el desarrollo reglamentario del régimen especial de la Ley 54/1997 en lo relativo a los requisitos y procedimientos para acogerse al mismo. Asimismo, se desarrollan los procedimientos de inscripción en el Registro correspondiente, las condiciones de entrega de la energía y el régimen económico. Se establecen unas primas e incentivos para la venta de excedentes de energía para las instalaciones registradas en el régimen especial.

2.1.3 Periodo 2000 - 2009

- **Real Decreto 841/2002:** tiene como objeto el desarrollo del Real Decreto Ley 6/2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios que fomenta la participación en el mercado de las instalaciones del régimen especial tras la liberalización a finales de los 1990.

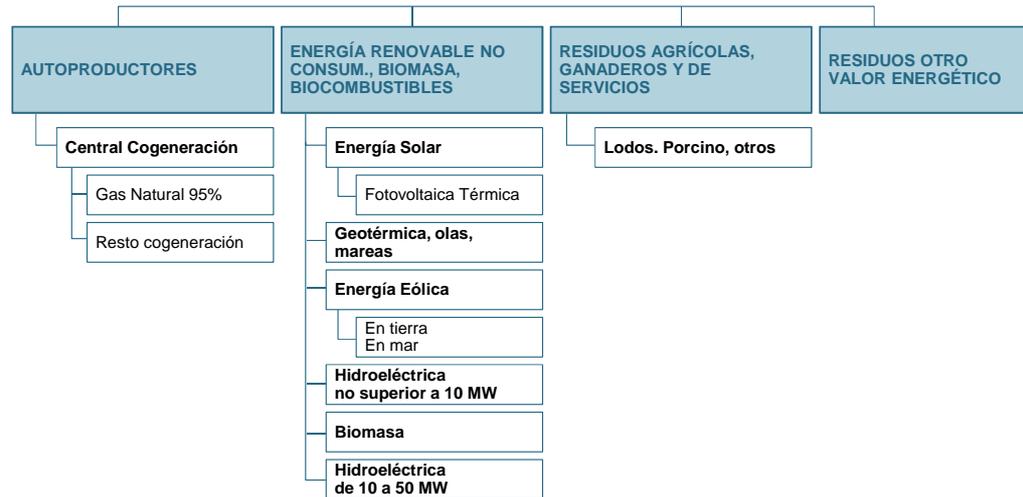
Se regula el incentivo por la participación en el mercado de producción a las tecnologías de régimen especial y establece nuevas formas de contratación entre productores en régimen especial y comercializadores percibiendo la prima que les corresponda por la energía vendida. Por último, se establece una prima para todas aquellas instalaciones que utilicen la energía solar termoelectrica como fuente primaria de generación eléctrica.

- **Real Decreto 436/2004:** establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y deroga el Real Decreto 2818/1998. El RD desarrolla la ley del sector eléctrico en régimen especial instaurando un esquema legal y retributivo con el fin de consolidar el marco regulador.

Este marco daba la posibilidad al titular de elegir entre dos opciones de remuneración por la energía generada dentro del régimen especial: vender la electricidad libremente en el mercado de ofertas a través de un operador o comercializadora percibiendo por ello el precio de mercado más un incentivo y, en los casos necesarios, una prima o vender la electricidad a la empresa distribuidora percibiendo la correspondiente tarifa regulada e imputándose el coste de los desvíos.

Con dicho Real Decreto, las instalaciones que pueden acogerse al régimen especial son las siguientes (ver Figura 1).

Figura 1 – Instalaciones que pueden acogerse al régimen especial (RD 436/2004)



Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

- **Real Decreto 7/2006:** se estableció para adoptar medidas urgentes en el sector energético y desvincular la variación de las primas a la de la tarifa de referencia en régimen especial.
- **Real Decreto 661/2007:** regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y sustituye al Real Decreto 436/2004, pero mantiene el esquema retributivo básico, es decir, se mantiene abierta la opción retributiva de ir a tarifa regulada o mercado más una prima variable en función del precio de mercado y unos límites superior ("cap") e inferior ("floor").

Este Real Decreto también tiene como objetivo permitir la hibridación en distintas tecnologías para poder garantizar una mayor utilización de las plantas en casos extremos (periodos sin radiación o escasez en el suministro de biomasa) y una mayor utilización y eficiencia en la generación eléctrica.

- **Ley 17/2007:** modifica la Ley 54/97 y pretende adaptar la Ley del Sector Eléctrico a la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado de electricidad. De esta manera el gobierno tiene la posibilidad de establecer una prima para las instalaciones de energías renovables aun cuando la potencia instalada sea superior al límite previamente fijado de 50 MW.

- **Real Decreto 1578/2008:** el Real Decreto 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007 para dicha tecnología, divide las nuevas instalaciones de la tecnología solar fotovoltaica en dos subgrupos dependiendo de su ubicación. Las tipo I son aquellas ubicadas en cubiertas y las de tipo II son las ubicadas en el suelo.

Además se establece una nueva definición de potencia más precisa para evitar la división de una única instalación en varias de menor tamaño y así poder optar a un marco retributivo más favorable.

- **Real Decreto 6/2009:** adopta determinadas medidas en el sector energético y aprueba el bono social.

2.1.4 Periodo 2010 - 2013

- **Real Decreto 1565/2010:** regula y modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Incluye una reducción extraordinaria de la tarifa fotovoltaica para la primera convocatoria de preasignación a partir de la entrada en vigor de este Real Decreto.
- **Real Decreto 14/2010:** establece medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico español.
- **Real Decreto 1614/2010:** regula y modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- **Ley 15/2012:** tiene como objetivo armonizar nuestro sistema fiscal para energías de régimen especial.
- **Real Decreto 1/2012:** establece la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución 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.
- **Real Decreto 2/2013:** establece medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- **Real Decreto 9/2013:** adopta medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Es necesario conocer en profundidad las condiciones regulatorias y su variación a lo largo del tiempo para entender las distintas opciones de tramos de remuneración de los activos (dentro de cada tecnología), en términos de modalidades de remuneración y costes adicionales impuestos por vía legislativa a las tecnologías.

La actualización de dichas leyes y su diversidad de orientaciones dificultan la reconstrucción del hilo regulatorio de los activos en cuestión y afecta en particular a los ingresos efectivos percibidos, tanto por cambios de criterio de encuadramiento de las plantas así como las distintas opciones de retribución disponibles.

A tal efecto, RBSC ha seguido el criterio determinado por IDAE y ha utilizado la retribución media anual percibida por las instalaciones.

2.2 Evolución y escenarios de las principales variables macroeconómicas

2.2.1 Mercado eléctrico

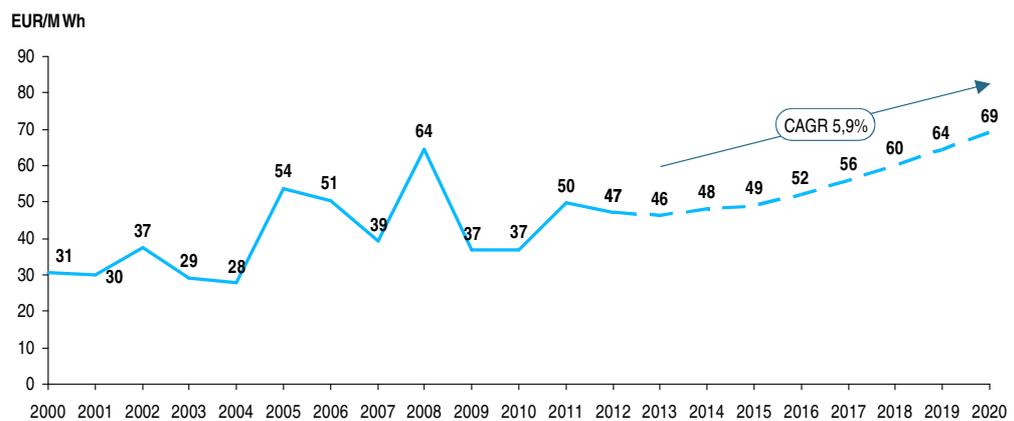
En España el mercado diario de electricidad está organizado según establece la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, y se caracteriza por ser un mercado marginalista. El precio medio del mercado diario de electricidad se determina tras la casación de oferta y demanda llevada a cabo por el operador del sistema. Los agentes del sistema eléctrico (productores y consumidores) presentan sus ofertas/demandas de electricidad, en función de las cuales el operador realiza una casación, determinando el precio de la electricidad liquidada, así como las unidades de producción autorizadas a verter electricidad al sistema, y aquéllas que se quedan fuera de la casación (por haber presentado un precio de venta superior al establecido).

En la definición de un escenario de evolución del precio de la electricidad, resulta fundamental caracterizar convenientemente la evolución de la oferta (capacidad instalada y coste de generación tanto del régimen ordinario como del régimen especial), de la demanda de electricidad y de otras variables generales con impacto en las anteriores (por ejemplo, evolución del precio de los combustibles fósiles, escenarios de políticas de ayuda/incentivos a determinadas tecnologías, evolución del precio del CO₂ o establecimiento de escenarios climáticos que afectan a la generación).

RBSC dispone de un modelo que caracteriza la evolución de la oferta y demanda de electricidad en España, así como la casación y el establecimiento del precio del mercado mayorista resultante – este modelo se detalla en un anexo.

El escenario de evolución del precio de mercado que se ha utilizado en este informe (ver Figura 2) ha sido determinado a partir de escenarios conservadores de evolución de la demanda y oferta del mercado eléctrico en España. El crecimiento del precio del gas natural y la recuperación paulatina de la demanda son las principales razones que explican el regreso a precios de la electricidad por encima de 60 euros por MWh en 2020.

Figura 2 – Precio mercado diario de electricidad en España, 2000-2020 (EUR/MWh)



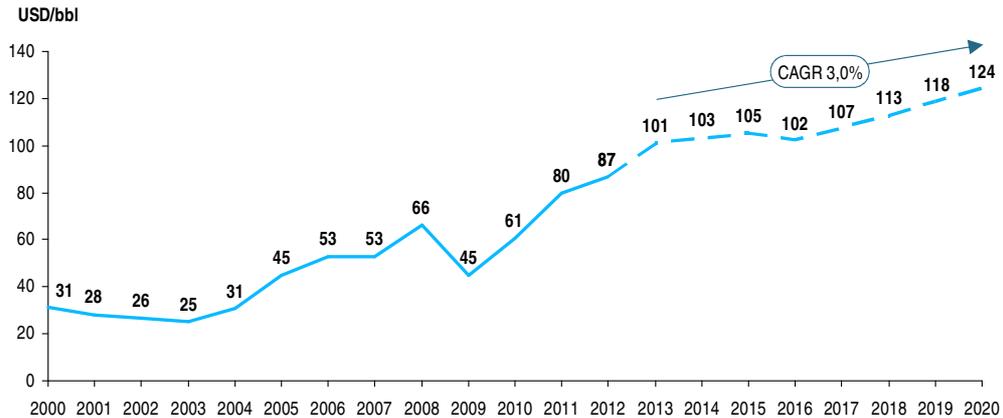
Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

2.2.2 Combustibles (fósiles, biomasa) y CO₂

Es necesario establecer unos escenarios de evolución del precio de combustibles fósiles, CO₂ y precio de la biomasa, al ser variables relevantes tanto para el coste de generación como para la retribución a futuro (precio de mercado de la electricidad) de las tecnologías de generación de electricidad que operan en régimen especial.

El siguiente gráfico (ver Figura 3) muestra el escenario de evolución del barril de Brent considerado. Este escenario se ha construido teniendo en cuenta tanto los mercados de futuros del Brent como las previsiones realizadas por los principales países productores y exportadores de petróleo.

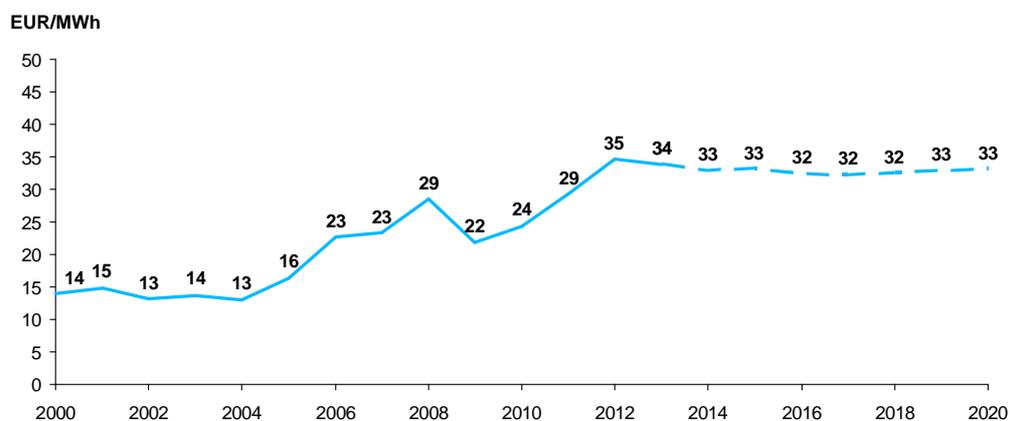
Figura 3 – Precio del barril de Brent, 2000-2020 (USD/bbl)



Fuente: Bloomberg; EIA; IEA; Banco Mundial; OPEP; Roland Berger Strategy Consultants

A continuación, se pueden ver los escenarios considerados para la evolución de los precios del gas natural (ver Figura 4), del carbón (ver Figura 5) y del CO₂ (ver Figura 6). En el caso del precio del gas natural, se ha tenido en cuenta que, si bien en el corto plazo continúa el desacoplamiento entre los precios del petróleo y del gas natural, en el medio/largo plazo volverían a acoplarse gradualmente.

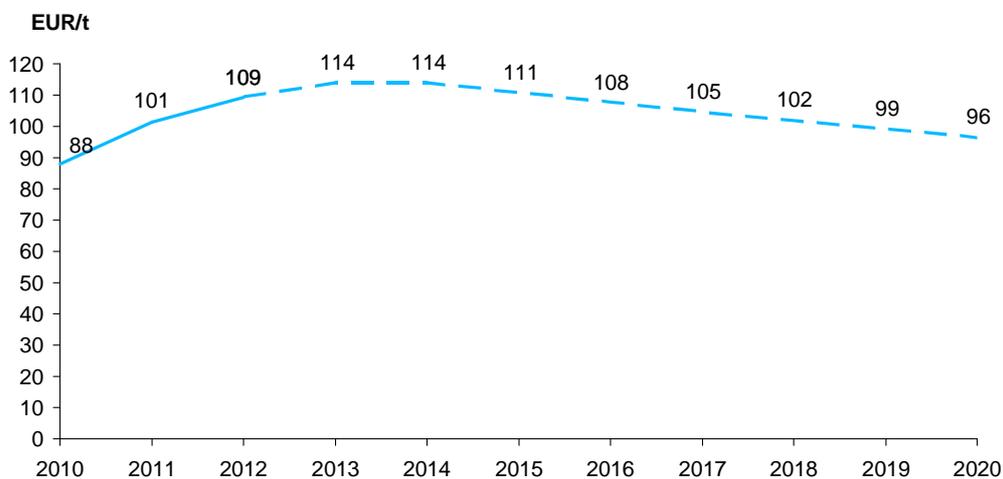
Figura 4 – Precio medio anual del gas natural en España, 2000-2020 (EUR/MWh)



1) No incluye peajes

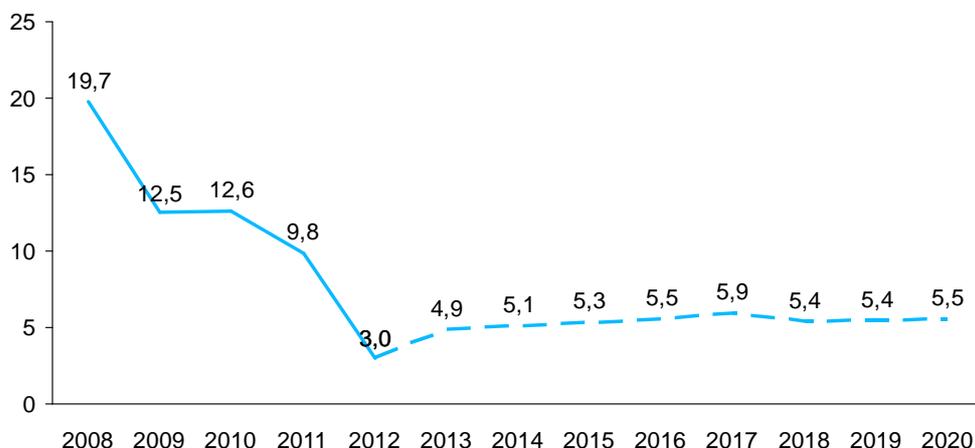
Fuente: Bloomberg; AEAT; CMP; EIA; NYMEX; IEA; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 5 – Precio del carbón, 2010-2020 (EUR/t)



Fuente: Bloomberg; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 6 – Precio de los derechos de emisión de CO₂, 2008-2020(EUR/t)



Fuente: Bloomberg; Roland Berger Strategy Consultants

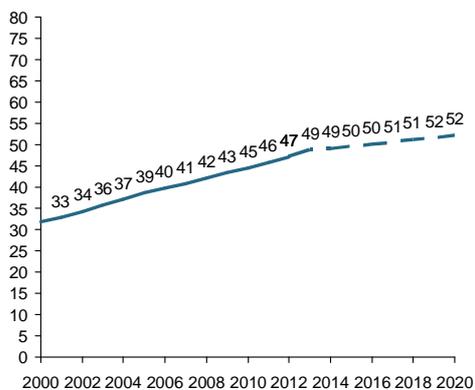
Hemos considerado previsiones conservadoras en la senda de derechos de emisión de CO₂ teniendo en cuenta los mercados de futuros actuales. A pesar del hecho de que varios analistas entienden que el actual nivel de CO₂ sigue en descenso por la sobreoferta de derechos de emisión (en parte por la presente crisis), serían necesarias medidas estructurales para incrementar su valor transaccional (por ejemplo, de la UE).

La Figura 7 refleja la evolución del precio medio de las biomásas utilizadas como combustibles en las instalaciones de generación incluidas en los grupos b.6. y b.8. del RD 661/2007 (excluyendo el precio de la biomasa proveniente de cultivos energéticos). Los valores mostrados se han estimado a partir de entrevistas con expertos del sector y productores de biomasa, así como considerando los índices de precios de materias primas similares a las biomásas en cuestión.

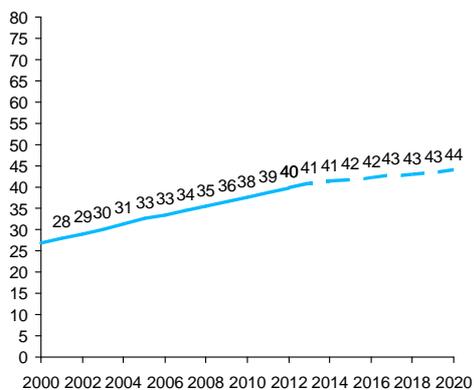
En España, el precio de la biomasa ha venido marcado históricamente por la demanda del mercado, ya que al existir un marco retributivo establecido, la mayor parte de los operadores de centrales de generación de electricidad a partir de biomasa establecían un precio máximo para la negociación de la recolección y transporte de la biomasa.

Figura 7 – Evolución del precio medio de la biomasa, 2000-2020 (EUR/ton)

BIOMASAS DE ORIGEN AGROFORESTAL¹⁾



BIOMASAS DE ORIGEN INDUSTRIAL



1) No incluye cultivos energéticos

Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

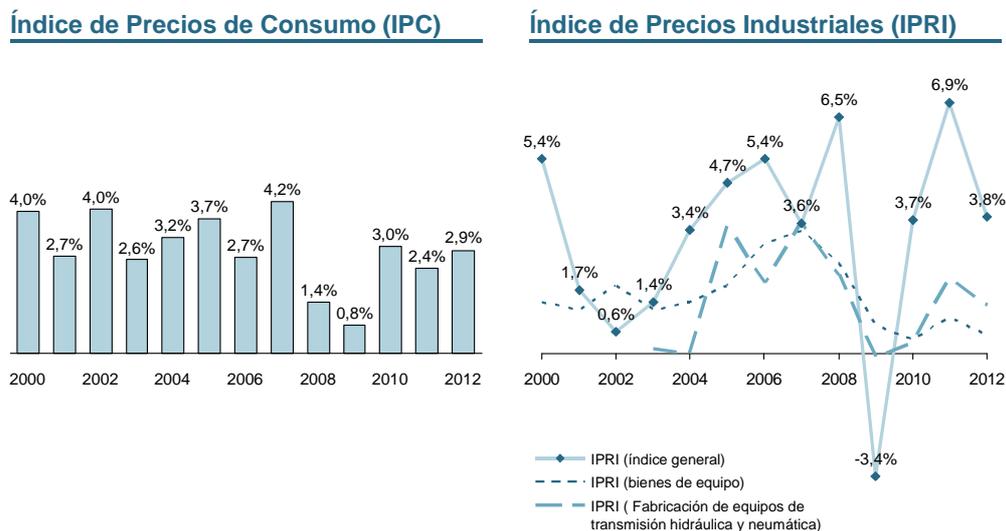
2.2.3 Índice de Precios de Consumo (IPC) y de Precios Industriales (IPRI)

La evolución histórica dentro del IPC (Índice de Precios de Consumo) como del IPRI (Índice de Precios Industriales) ha sido considerada para establecer la evolución histórica / crecimiento que han tenido algunas de las variables de costes analizadas en este informe.

En términos generales, para aquellas tecnologías en las que no ha habido condiciones extraordinarias de mercado o cuyos costes de operación se deben fundamentalmente al coste de la mano de obra, se ha utilizado el IPRI (del año anterior) para los costes de inversión históricos (cuando no se disponía de datos para determinados años), así como el IPC para el coste de operación.

La evolución histórica de ambos los índices queda reflejada en la Figura 8.

Figura 8 – Evolución histórica de los índices de precios IPC e IPRI, 2000-2012 (%)



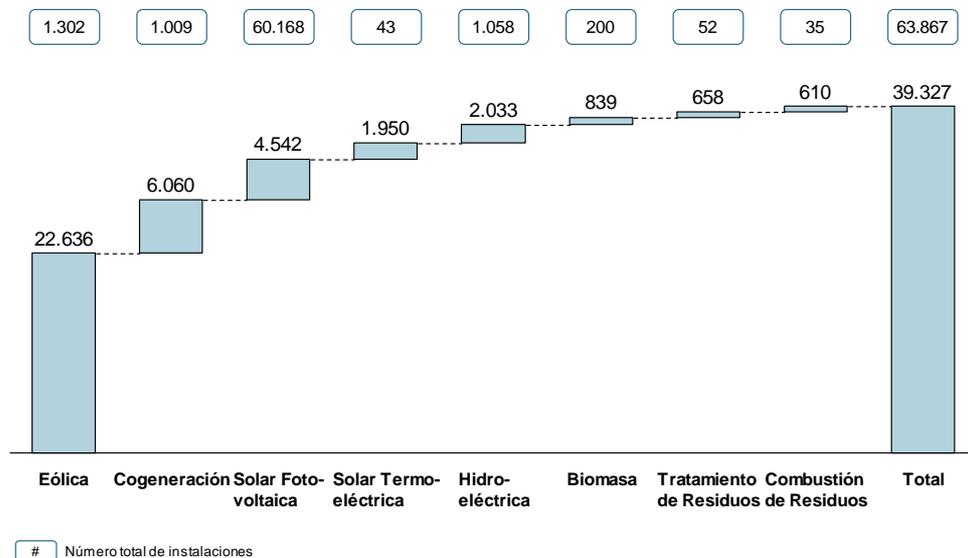
2.3 Régimen especial – caracterización de instalaciones e incentivos

La política energética española se ha caracterizado en los últimos años por el desarrollo de la energía sostenible y la disminución de la dependencia energética exterior. Como consecuencia de esta dependencia y para lograr un desarrollo sostenible, se apostó por impulsar las energías renovables con el objetivo adicional de alcanzar los compromisos de Kioto establecidos por la UE con respecto a la reducción de las emisiones de efecto invernadero.

Adicionalmente, la existencia de políticas activas de incentivo al incremento de eficiencia energética nacional y conformidad a una nueva y más estricta normativa medioambiental conllevó la inclusión de tecnologías como cogeneración y las relacionadas con residuos en dicho Régimen Especial.

En España los distintos sistemas de apoyo de tarifas reguladas y primas adoptados se tradujeron en un incremento muy significativo de las energías renovables en el mix energético hasta superar los 39 GW de capacidad instalada (ver Figura 9).

Figura 9 – Régimen Especial: número instalaciones y capacidad instalada, 2012 (MW)



Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Cabe destacar que, a finales de 2012, la energía eólica supone aproximadamente el 60% del parque de generación español en régimen especial (en términos de potencia instalada) si bien, la energía fotovoltaica lidera en número de instalaciones. La generación eléctrica a partir de combustión de residuos es la tecnología del régimen especial con menor potencia instalada (cerca del 2%) y menor número de instalaciones.

Figura 10 – Capacidad instalada en régimen especial y legislación, 1998-2012 (GW)

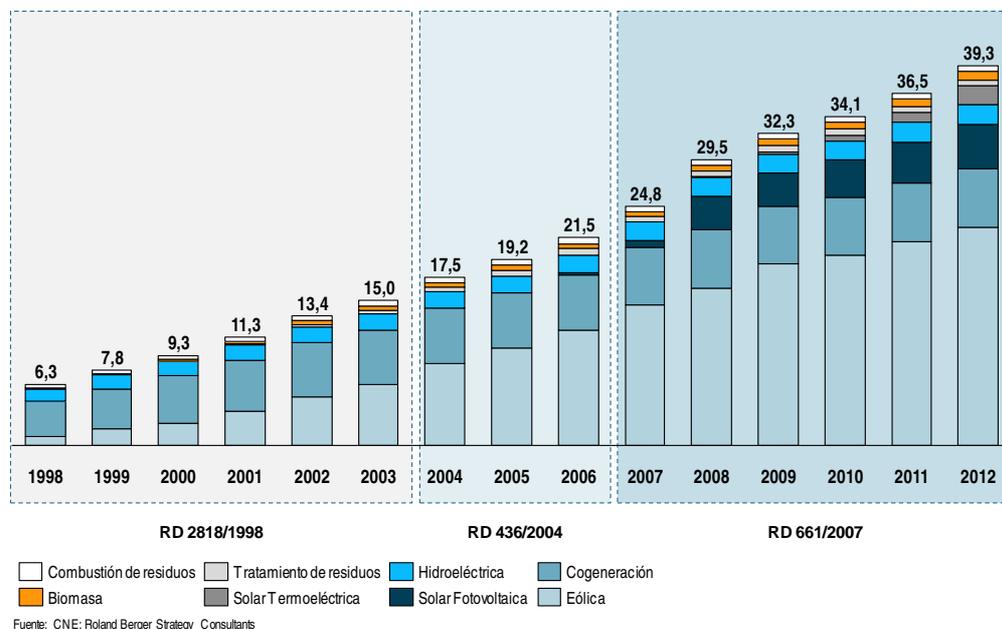


Figura 11 – Producción en régimen especial y legislación, 1998-2012 (TWh)

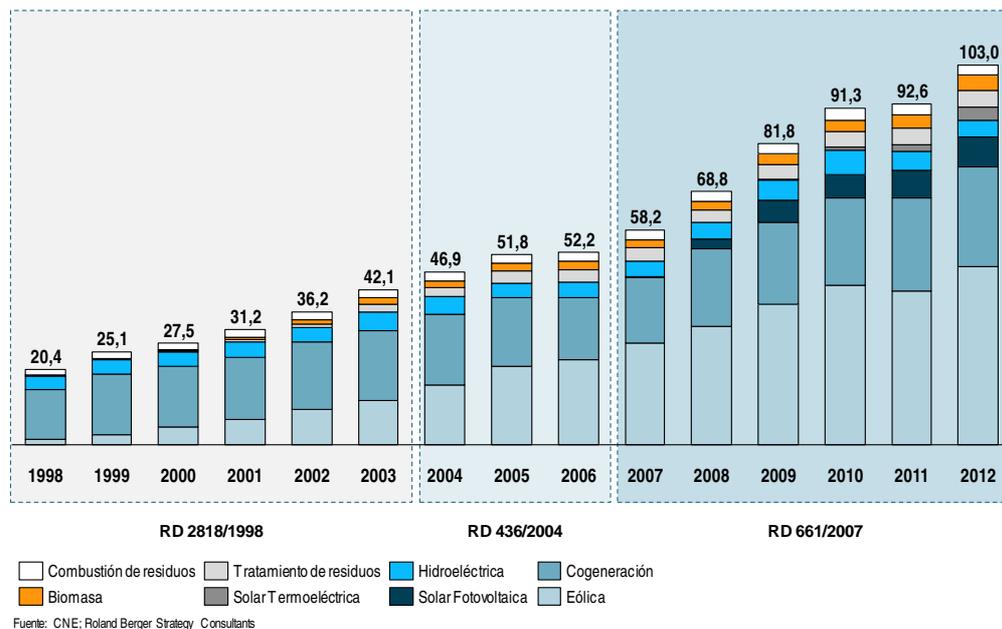
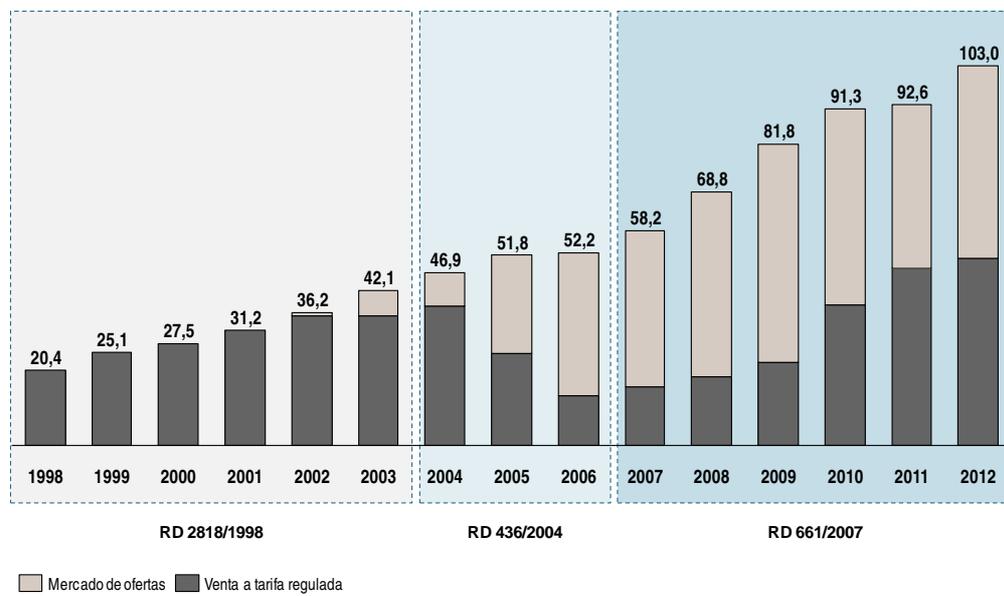


Figura 12 – Producción por opción de venta y legislación, 1998-2012 (TWh)



Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

3 Enfoque metodológico – modelo RBSC

Para la estimación de los estándares de costes de inversión y operación de las diferentes tecnologías de generación de electricidad que operan en régimen especial en España se ha empleado una metodología homogénea (ver Figura 13) que consiste en:

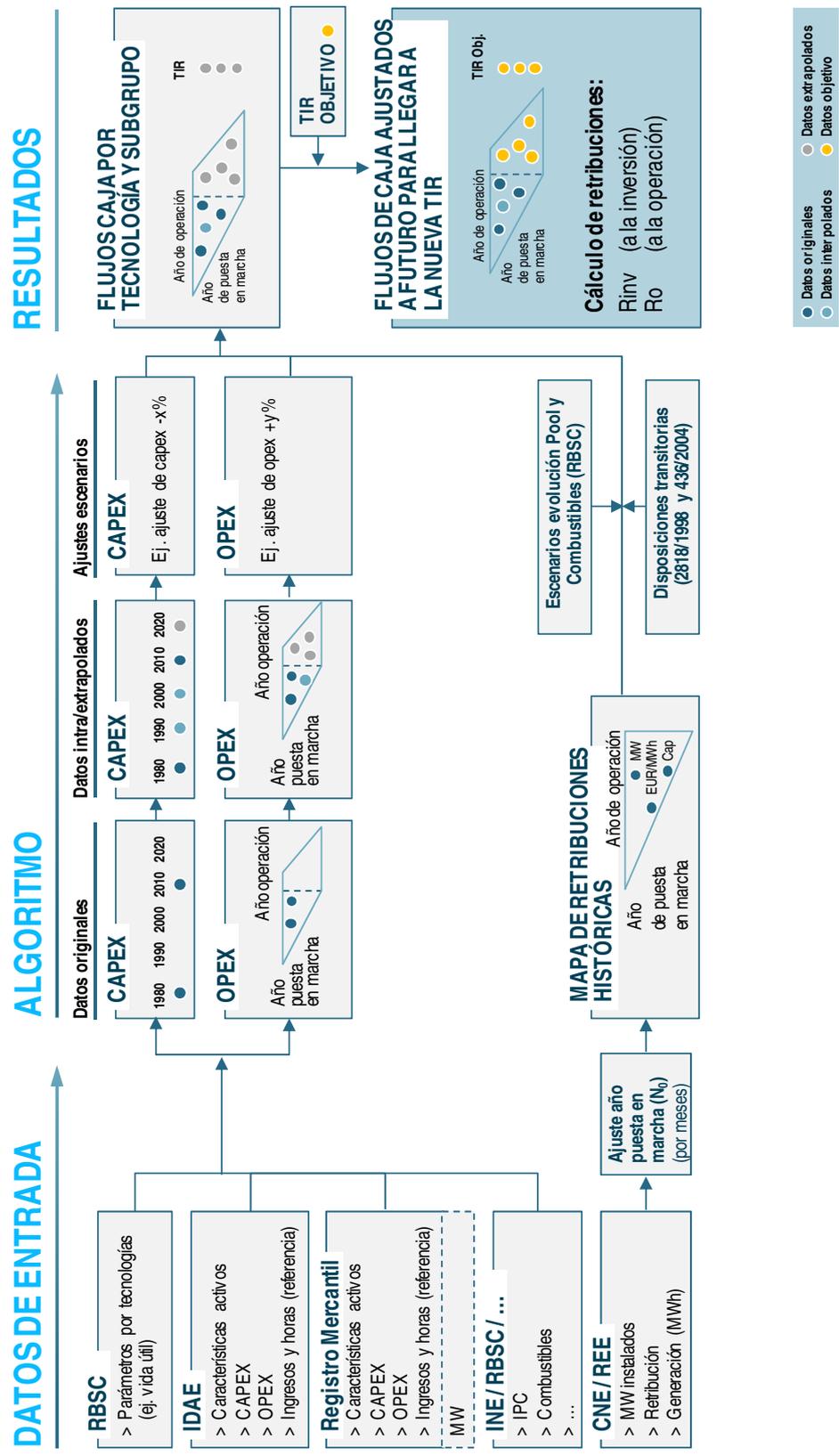
- Establecimiento de las principales variables del coste de generación para cada tecnología, desglosadas para permitir un análisis suficientemente granular diferenciando entre:
 - Costes de inversión, incluyendo tanto los costes de ingeniería como los de mano de obra, los equipos de instalación necesarios y los de los componentes
 - Costes de operación, detallando las distintas partidas (mantenimiento, piezas, seguros, etc.)
 - Coste de combustibles o insumos relevantes, en caso de haberlos
 - Factor de carga (en caso de ser relevante)
- Documentación de los valores históricos observados en las variables principales.
- Definición de los escenarios de evolución potenciales (en tecnología, en precios, etc.) para 2014-2020, teniendo en consideración:
 - Posibles adelantos tecnológicos y curva de aprendizaje de la tecnología
 - Escala de la industria, con aumento de competencia entre proveedores
 - Escala de los equipos, con reducción del coste por unidad de potencia
 - Otros factores que puedan influir, como estandarización de componentes, consolidación del sector, etc.

Posteriormente, la evaluación de la retribución de cada tecnología en base a la rentabilidad razonable ha sido realizada tomando como base la metodología de cálculo del borrador de Real Decreto de julio de 2013 y en concreto a:

- La documentación recibida sobre la retribución histórica:
 - Horas de funcionamiento de una instalación eficiente de cada tecnología (según tipología o segmentación)
 - Eficiencia del aprovechamiento energético de la tecnología
 - Evolución histórica de las tarifas satisfechas a las tecnologías del régimen especial
- La estimación de las retribuciones futuras para 2014-2020 con escenarios definidos para un conjunto de variables clave de cada tecnología.

Los resultados financieros de los proyectos de producción de electricidad en régimen especial fueron estimados hasta la determinación de los flujos de caja libre operativos, de manera que se pueda establecer la rentabilidad esperada por dichos proyectos en toda su vida útil, en función de los escenarios de retribución futura definidos.

Figura 13 – Modelo RBSC: estimación de la retribución a futuro del régimen especial



3.1 Principales inputs del modelo

3.1.1 Costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX)

Para determinar los costes de inversión y operación históricos se han utilizado datos de instalaciones reales (a través del Registro Mercantil, fuentes internas y del mercado), así como el conocimiento RBSC en las distintas tecnologías para cada variable por año de puesta en marcha. Cabe mencionar que todos los valores están recogidos en moneda corriente.

Señalamos que, durante el proceso de recogida de la información a partir de las cuentas de las sociedades, las partidas de CAPEX y OPEX no se encuentran reflejadas de forma homogénea – desde un punto de vista contable – por lo que en muchas ocasiones no es posible utilizar directamente dicha información.

En particular, en aquellas tecnologías incorporadas en procesos industriales (como en el caso de las cogeneraciones), es necesario acceder a la contabilidad analítica y de operación/producciones de la instalación. Parte de la información utilizada en este informe viene de aproximaciones, teniendo en cuenta las anteriores limitaciones en la obtención de información.

CAPEX

El coste de inversión queda reflejado en el activo material e inmaterial bruto (sin depreciaciones) e incluye la maquinaria (ej. elemento generador central, como turbinas o calderas), *Balance of Plant* (BoP), sistemas eléctricos y electrónicos, sistemas de control, conexión a la red, tasas, gastos de gestión, estudios de ingeniería y medioambiente, así como gastos de promoción.

La estructura del CAPEX puede variar debido a las características propias de cada tecnología. RBSC ha caracterizado para cada tecnología el desglose típico de CAPEX, indicando las principales variables que son críticas para entender la dispersión del coste de inversión.

En aquellos años en los que no se disponía de datos se ha interpolado para tecnologías cuya evolución no ha sido constante y se ha actualizado con el IPRI para tecnologías más maduras o con evolución constante.

Para la estimación a futuro, se han tenido en cuenta posibles adelantos tecnológicos y curvas de aprendizaje de las tecnologías, la escala de la industria con aumento de competencia entre proveedores o consolidación y la escala de los equipos con posible reducción del coste por unidad de potencia.

OPEX

El coste de operación está compuesto por las partidas de operación y mantenimiento, pequeños correctivos, seguros, vigilancia, suministros (agua, electricidad), gastos de administración y otros. Los combustibles (si aplican) también son considerados, pero a efectos de este informe son analizados en un apartado específico.

Con el fin de hacer los costes de operación comparables, no se han tenido en cuenta aquellos elementos que, dentro de una misma tecnología, generen dispersión en el coste de operación tales como el impuesto de generación (introducido en 2013) y el canon hidrológico (variable en función de la cuenca hidrográfica / concesiones). Dichas partidas se han restado directamente de la línea de ingresos en lugar de sumarlas a los costes de operación.

Para la estimación del coste de operación histórico de las diferentes tecnologías se ha considerado la información de instalaciones reales (cuando estaba disponible). En la mayoría de los casos, teniendo en cuenta que la mano de obra es típicamente el componente con mayor peso, se han recogido datos de 2012 y se han deflactado con IPC.

Dentro del OPEX que reflejamos en el apartado correspondiente a cada tecnología no están incluidos los costes de representación ni los peajes de acceso. Dichos costes se suman en el modelo como líneas de gasto individuales a partir del año de entrada en vigor de cada uno (2009 y 2011, respectivamente).

El coste de operación se ha calculado por año de puesta en marcha a partir del primer año de operación, es decir, durante el año de puesta en marcha el único coste es el de inversión (año cero) y a partir del siguiente año se empiezan a considerar los costes de operación.

3.1.2 Costes de combustibles o insumos

El coste del combustible es un elemento fundamental en aquellas tecnologías del régimen especial de tipo "térmico" (cogeneración, biomasa, biogás, combustión de residuos). De la misma forma, para la determinación del precio de mercado, es crítico el establecimiento de un escenario de evolución de los precios de los combustibles (gas natural, carbón, gasóleo, fuelóleo). Las hipótesis base consideradas fueron anteriormente resumidas en el punto 2.2.2.

En el borrador del RD, los costes de combustibles tendrán un gran impacto en la definición de la parte variable de retribución (Ro), definiendo la competitividad de esas tecnologías térmicas, y su viabilidad económica. Se ha determinado la evolución de los principales combustibles utilizados algunas de las tecnologías en estudio y se han introducido en el modelo como coste separado.

3.1.3 Horas equivalentes

Hemos considerado en el modelo como horas equivalentes las horas de funcionamiento reales publicadas por la CNE (base de datos de noviembre 2013), (salvo algunas excepciones para las que hemos utilizado las horas equivalentes proporcionadas por el IDAE, puesto que incorporan aclaraciones realizadas por la propia CNE acerca de su Base de datos).

Para las horas de funcionamiento a futuro se ha considerado un valor medio, que varía de acuerdo con el ciclo de régimen específico de funcionamiento de cada tecnología. Por ejemplo, la generación hidroeléctrica tiene ciclos plurianuales (incluso a nivel de década) dependientes de la hidraulicidad con caudales ecológicos regulados, mientras que los factores de carga de cogeneración suelen estar correlacionados con la evolución de la industria asociada y el respectivo ciclo económico de demanda.

3.1.4 Retribución

La retribución recibida por cada tecnología es el resultado de una senda regulatoria de precios del mercado eléctrico más una prima o una tarifa fija, en función de otros factores como energía generada, potencia instalada y del marco regulatorio al que cada instalación estuviese acogida en cada momento.

Para el cálculo de los estándares, se ha seguido el criterio determinado por el IDAE de retribución media anual, en determinados casos detallado por año de puesta en marcha (ej. eólica y fotovoltaica).

Para la retribución a futuro se ha tenido en cuenta que cada tecnología de generación del régimen especial ha recibido históricamente un precio de mercado de la electricidad determinado. De esta forma, se ha corregido el escenario de precios de mercado con un coeficiente de ajuste específico por tecnología.

Finalmente, también se ha adecuado la previsión de retribución a futuro (basada en el precio de mercado específico) con los ajustes sobre las líneas de ingreso (ej. el impuesto de generación introducido en 2013). Este procedimiento permite mantener comparables las líneas de OPEX a lo largo de los años.

3.2 Algoritmo de cálculo: determinación de los flujos de caja y la TIR

El algoritmo de cálculo consiste fundamentalmente en:

1. La determinación de sendas completas de CAPEX y OPEX extrapolando si fuese necesario a partir de los datos existentes de mercado – nubes de puntos y rangos, así como análisis estadísticos para entender la dispersión entre los valores históricos observados en las variables principales:
 - Aplicando criterios de razonabilidad en la eliminación de proyectos atípicos con casuísticas específicas, utilizando como criterio las estructuras de costes de inversión (ej. coste del principal componente y EPC) y operación conocidas (O&M, personal, ...).
 - Realizando un análisis de sensibilidad sobre el impacto de distintos factores de carga sobre esas instalaciones – para normalización de los datos si se considera el valor ajustado de horas equivalentes derivado de CNE.
 - Realizando el análisis inicial por año de puesta en marcha, implicando en general un valor de CAPEX específico por año y por rango de potencia. El OPEX solo se diferencia si existen diferencias significativas por año de puesta en marcha.
 - Considerando el CAPEX en el año cero, es decir, un año en el que no se registran ni ingresos ni OPEX (hipótesis prudente, por incertidumbre en la fecha de puesta en marcha, que en muchas renovables coincide con la segunda mitad del año).
 - Considerando los años de vida regulatoria sugeridos en el borrador del nuevo Real Decreto.
2. La integración de sendas de remuneración y horas equivalentes reales a nivel histórico y futuro. Para la retribución futura se consideran los precios de mercado ajustados por tecnología.
3. La introducción de escenarios de evolución de combustibles para las tecnologías térmicas.
4. La aplicación de ajustes derivados de disposiciones transitorias.
5. El algoritmo incluye también un módulo que permite simular el impacto de la variación del CAPEX u OPEX, lo cual permite evaluar el impacto de distintos modelos de operación en el retorno de los proyectos.

El algoritmo estima la tasa de retorno de proyectos tipo de producción de electricidad en régimen especial por año de puesta en marcha con las variables previamente expuestas. Las tasas internas de retorno del proyecto son estimadas determinando los flujos de caja libre históricos y futuros, de manera que se pueda establecer la rentabilidad esperada por dichos proyectos en toda su vida útil, en función de los escenarios de retribución futura definidos.

El algoritmo considera esos flujos hasta EBITDA (Beneficio bruto de explotación antes de gastos financieros), excluyendo explícitamente cánones autonómicos y flujos de financiación tal y como queda especificado en el borrador del Real Decreto.

La clasificación de instalaciones tipo propuesta sigue la estructura lógica del RD 661/2007, con el fin de mantener el hilo regulatorio. Hay casos en los que es posible simplificar los subgrupos definidos sin introducir distorsiones o discrecionalidad adicionales (ej. solar fotovoltaico, cogeneración).

3.3 Determinación del ajuste regulatorio resultante

Los proyectos tipo de producción de electricidad en régimen especial que hayan alcanzado la tasa de retorno objetivo del Real Decreto (7,389% a efectos de este informe) utilizando la previsión de remuneración a mercado son excluidos del cálculo del ajuste regulatorio compensatorio, según la lógica de retribución del borrador del Real Decreto.

Los proyectos cuya **rentabilidad histórica acumulada suponga una rentabilidad para el total de vida útil superior al 7,398%** quedan excluidos de la retribución compensatoria y pasarán a participar en el mercado como el resto de tecnologías generadoras.

Para los restantes proyectos-tipo que no hayan llegado a ese nivel de retribución, se han estimado los parámetros retributivos estipulados en el borrador del Real Decreto (formulas en anexo), basados en los diferenciales de flujos de caja. Los parámetros son:

- Rinv Retribución a la Inversión (borrador RD)
- Ro Retribución a la Operación (borrador RD)

Y permiten ajustar la rentabilidad esperada por dichos proyectos a la objetivo en el RD en toda su vida útil regulatoria, en función de los escenarios de retribución futura definidos.

Por lo tanto, y bajo el nuevo ajuste regulatorio, proyectos con

- CAPEX inferior al estipulado en el proyecto tipo y/o
- OPEX inferior al estipulado en el proyecto tipo y/o
- Horas equivalentes superiores a las estipuladas en el proyecto tipo y/o
- Costes de combustibles (cuando apliquen) inferiores a las estipuladas en el proyecto tipo

Van a alcanzar una rentabilidad de proyecto superior a la estipulada en el borrador del Real Decreto (7,398%).

A su vez, los proyectos que tengan:

- CAPEX superior al estipulado en el proyecto tipo y/o
- OPEX superior al estipulado en el proyecto tipo y/o
- Horas equivalentes inferiores a las estipuladas en el proyecto tipo y/o
- Costes de combustibles (cuando apliquen) por encima de los estipulados en el proyecto tipo

Podrían no alcanzar esta retribución (TIR 7,398%).

Nota importante: todas las retribuciones Rinv y Ro calculadas en este informe son netas de impuestos en vigor hasta 2013

3.4 Liquidaciones específicas a 2013

En el caso específico de 2013, y teniendo en cuenta que "dicho marco retributivo será de aplicación desde la entrada en vigor del RD 8/2013 de 12 de julio", será necesario efectuar un conjunto de liquidaciones de ajuste entre las retribuciones recibidas hasta dicha fecha (ver tabla con aproximación de la Prima Equivalente hasta finales de julio, y del año 2012 como punto comparativo) y la mitad restante del año.

Figura 14 – Régimen Especial, 2012 y 2013 (enero-julio)

Tecnología	Precio medio (EUR/MWh)		Generación (GWh)		Prima equivalente (mill. EUR)	
	2012	2013 (ene-jul)	2012	2013 (ene-jul)	2012	2013 (ene-jul)
Eólica	85	84	48.308	32.448	2.053	1.591
Cogeneración	121	121	26.909	15.715	1.966	1.252
Solar Fotovoltaica	369	433	8.158	5.034	2.615	1.965
Solar Termoeléctrica	318	298	3.429	2.630	925	673
Hidroeléctrica	86	84	4.629	4.965	187	229
Biomasa y Biogás	130	128	4.196	2.689	352	238
Tratamiento de Residuos	152	156	4.501	2.621	469	300
Combustión de Residuos	82	77	2.848	1.471	98	54

Fuente: CNE

Teniendo en cuenta los distintos perfiles de horas entre tecnologías a lo largo del año, hemos asumido algunas simplificaciones que ayudan a entender de forma directa el impacto de la nueva regulación en el sistema:

- Hemos asumido que las tecnologías reciben como retribución el precio medio del mercado (ajustado a su perfil de tecnología) a partir de 1 de enero de 2013.
- Las tecnologías sujetas a precios de combustible (o costes operacionales) por encima de dicha retribución de pool recibirán una compensación Ro adicional en 2013 por acudir al mercado para cubrir dicha diferencia de margen de contribución.

Dicho ajuste implica necesariamente un nuevo cálculo de los valores de retribución en este informe a partir de 2014, concretamente:

- Una revisión (ligera) a la baja los Rinv de todas las tecnologías.
- La atribución a las tecnologías que aplique (en principio a las que consumen combustible) de una compensación operativa Ro para el segundo semestre.

4 Caracterización de estándares por tecnología

Este apartado describe 55 casos tipo (no incluyendo casos sin instalaciones o instalaciones consideradas singulares), resultado de segmentar las ocho tecnologías de generación de electricidad incluidas en el régimen especial (eólica, cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, hidroeléctrica, biomasa/biogás, combustión de residuos y tratamiento de residuos) según criterios tecnológicos, económicos y regulatorios.

Cada caso tipo ha sido caracterizado mediante las evoluciones históricas de sus costes estándar de inversión (CAPEX), de operación (OPEX), y (cuando fuera relevante) de inversión recurrente (COPEX). Asimismo, para cada caso tipo se ha descrito una retribución estándar recibida históricamente, así como el desglose típico de sus inversiones y costes.

Para caracterizar los estándares (resultados detallados recogidos en el apartado 4 de este informe) se ha tenido en cuenta el contexto histórico de desarrollo tecnológico y de mercado de cada tecnología, identificando y excluyendo del análisis aquellos casos de instalaciones con costes de operación e inversión extremos.

Se han considerado, cuando ha sido necesario, los subgrupos definidos en la propuesta de Real Decreto (julio de 2013) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Para el cálculo de la remuneración histórica que cada instalación "estándar" ha recibido desde su puesta en marcha, ha sido necesario un análisis detallado de la información proporcionada por la CNE en su base de datos de liquidaciones reales de producción de electricidad en régimen especial. Además, se ha contrastado la información proveniente de dicha base de datos con los esquemas de retribución y actualizaciones publicadas en el BOE para cada tecnología incluida en el régimen especial.

Al final de este capítulo, se listan todas aquellas instalaciones consideradas como "singulares" que no entran dentro de ninguno de los estándares definidos. Este reducido número de instalaciones se ha categorizado como "instalaciones singulares" y se ha concluido que debería tener su propio estándar o bien la posibilidad de acogerse a uno ya definido.

A continuación, se caracterizan los históricos de costes e ingresos para cada tecnología de generación, incluyendo el racional y desgloses considerados en cada caso. Los estándares detallados se recogen en las tablas del apartado 4 de este informe.

Figura 15 – Tecnologías de generación régimen especial, 2012¹⁾

		Capacidad (MW)	Nº instalaciones	Subgrupo			Capacidad (MW)	Nº instalaciones	Subgrupo
	CO-GENERACIÓN	6.060	1.009	a.1.1 a.1.2 a.1.4		HIDRÁULICA (<50 MW)	2.033	1.058	b.4 (mini hidráulica <10 MW) b.5 (mediana potencia 10-50 MW)
	SOLAR TÉRMO-ELÉCTRICA	1.950	43	b.1.2		BIOMASA/ BIOGÁS	839	200	b.6.1 b.8.1 b.6.2 b.8.2 b.6.3 b.8.3 b.7.1 b.7.2 b.7.3 } Biomasa } Biogás
	SOLAR FOTOVOLTAICA	4.542	60.168	b.1.1		COMBUSTIÓN DE RESIDUOS	610	35	c.1 c.2 c.3 c.4
	EÓLICA	22.636	1.302	b.2		TRATAMIENTO DE RESIDUOS	658	52	d1 d2 d3

1) Total capacidad instalada en España en régimen especial: 39.328 MW; Nº instalaciones: 63.867

Fuente: CNE; IDAE; Roland Berger Strategy Consultants

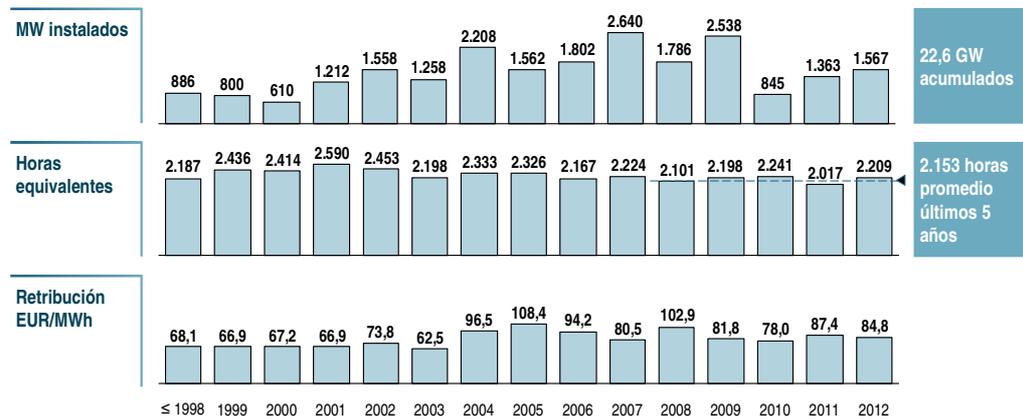
4.1 Eólica

RBSC propone un caso tipo de instalaciones para la generación de electricidad a partir de energía eólica de acuerdo con lo establecido para el subgrupo b.2.1 en el RD 661/2007, detallado por año de puesta en marcha:

- EOL1: instalaciones ubicadas en tierra que utilicen únicamente energía eólica como energía primaria

Desarrollada durante la década de los 90 en España, la energía eólica es ahora una de las energías renovables más maduras con más de 22 GW (22.618 MW; 1.300 instalaciones) de potencia instalada a finales de 2012.

Figura 16 – Eólica en España, 1998-2012



Nota: Horas y retribución a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha.
Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

En los primeros años de desarrollo, los parques se situaron en zonas de elevado recurso eólico que generalmente sobrepasaban las 3.000 horas anuales de producción. Durante ese periodo, los aerogeneradores utilizados tenían una capacidad inferior a 1 MW (típicamente 450 kW-800 kW) y una altura de buje reducida (hasta 50 metros).

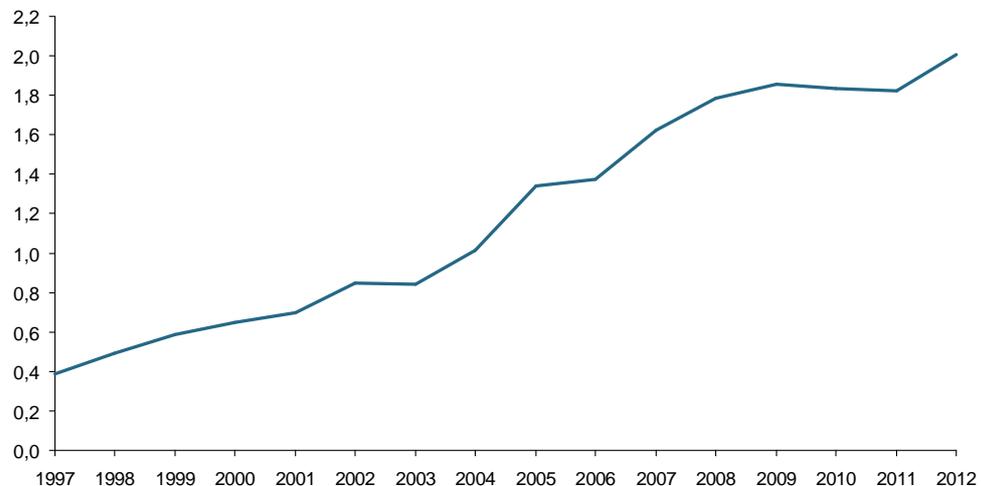
Además, al tratarse de una industria en sus primeros años de desarrollo, el riesgo tecnológico y los costes de promoción eran superiores a los actuales:

- Por un proceso poco uniforme de aprobación (ej. estudios medioambientales) y falta de experiencia en la construcción de parques eólicos (ej. en las actividades críticas de medición de recurso y ubicación de aerogeneradores).
- Por dificultad de acceso e inexistencia de infraestructura (civil, eléctrica y de evacuación).
- Por falta de escala en la negociación con proveedores, nivel tecnológico de los aerogeneradores y demás equipos de BoP.

Entre 2004 y 2009 se instala más del 50% del parque eólico actual (c. 12 GW). Durante estos años, se generaliza la instalación de aerogeneradores multi-MW como consecuencia de avances tecnológicos y de la necesidad de aprovechar zonas con menor recurso eólico. En la evolución del sector influyen factores:

- **Regulatorios:** en 2007 se aprobó el RD 661/2007 que daría estabilidad al sistema y en 2009, el RDL 6/2009 introdujo cupos eólicos vía el Registro de Preasignación, así como plazos para la inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial. Además, en este periodo aumentaron las exigencias técnicas de conexión a la red como la de soportar huecos de tensión.
- **De mercado:** las leyes anteriormente mencionadas y la entrada de nuevos actores en el sector (eléctricas) provocarían un desfase entre oferta y demanda de equipos. Además, durante estos años aumenta la demanda de soluciones "llave en mano".
- **Tecnológicos:** empieza la comercialización de la nueva generación de aerogeneradores multi-MW (2 MW, Figura 17) con mayor altura de buje y superficie de barrido gracias a diámetros de rotor por encima de los 95 metros (Figura 18). Se trata de equipos cuya mejora tecnológica permite aumentar el rendimiento de los parques y mejor aprovechamiento del recurso eólico a la vez que se adecúan a las crecientes exigencias técnicas.

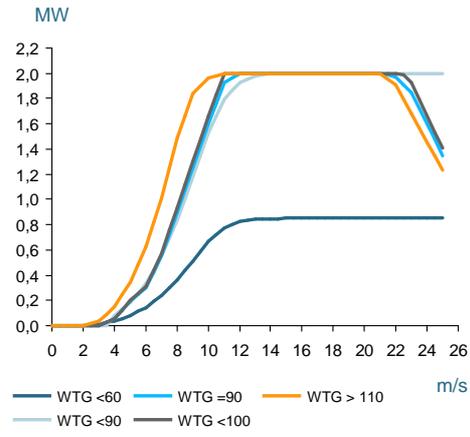
Figura 17 – Eólica: capacidad unitaria por aerogenerador, 1997-2012 (MW)



Fuente: AEE; Roland Berger Strategy Consultants

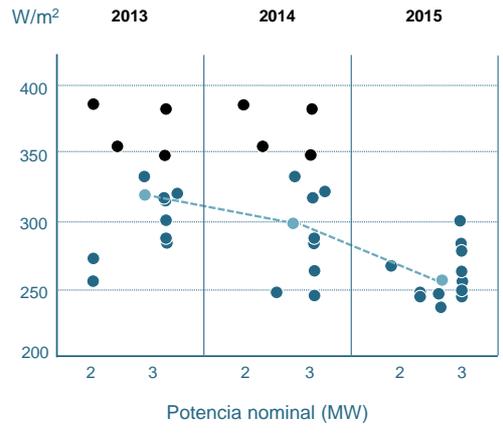
Figura 18 – Eólica: evolución tecnológica hacia el mejor aprovechamiento del recurso

Curvas de potencia de turbinas de distintas generaciones – ejemplo



Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

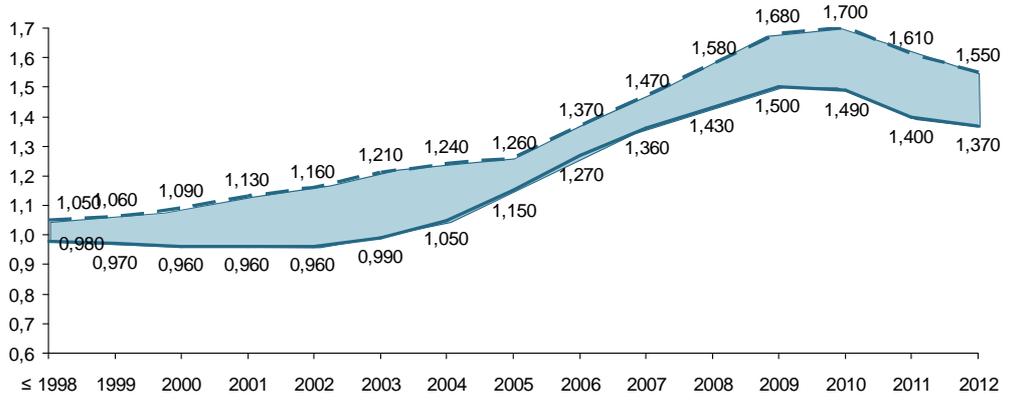
Densidad de potencia de turbinas a futuro (clase II)



En los últimos años se aprecia un menor crecimiento del sector como consecuencia de la crisis económica (menor financiación), la sobrecapacidad de producción y una mayor incertidumbre regulatoria que culminaría con la aprobación del RDL 1/2012 que introducía una suspensión de los incentivos para aquellas instalaciones que no estuvieran inscritas en el Registro de Preasignación.

La evolución anteriormente descrita ha influido en el coste de inversión de los parques, como queda reflejado en la Figura 16. En dicha gráfica, establecemos nuestra consideración de coste de inversión estándar (por año de puesta en marcha) además de la tendencia que hemos observado en el mercado que incluye costes que hemos dejado fuera del estándar (*fees* de adquisición y fondo de comercio, excluidos del criterio definido por IDAE).

Figura 19 – Eólica: CAPEX, 1994-2012 (EUR m/MW)



En ambas curvas se aprecian tres etapas distintas que coinciden con las de la evolución del sector:

- **Hasta 2004:** durante los primeros años de desarrollo, el coste de inversión se mantuvo estable gracias a la utilización de turbinas de poca capacidad y superficie de barrido y a la existencia de pocos requisitos de conexión a la red (ej. huecos de tensión) facilitaban la construcción.

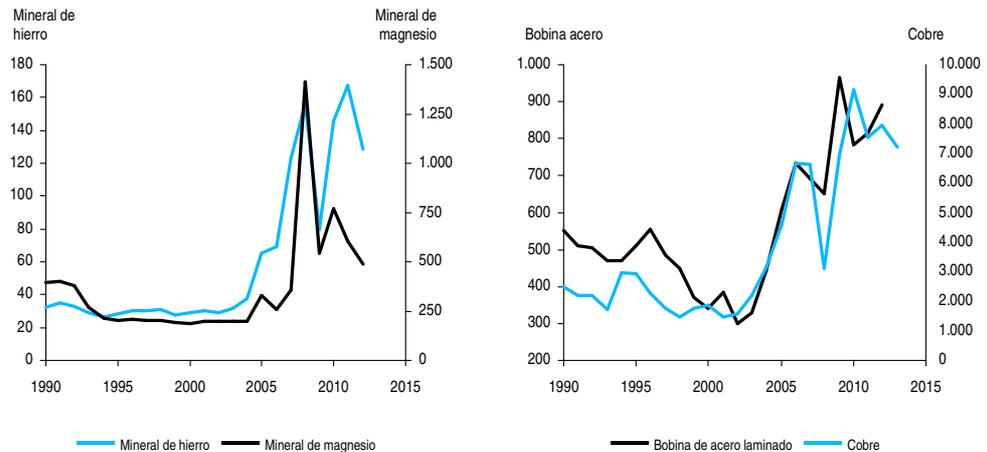
Sin embargo, la falta de experiencia en el sector supuso elevados costes de desarrollo en algunos casos (ej. mediciones con unos tiempos y alturas erróneos, falta de escala en la negociación con proveedores, inmadurez tecnológica, localizaciones con acceso difícil).

- **2004-2009:** este periodo corresponde al de mayor crecimiento del sector como consecuencia del avance tecnológico y los cambios regulatorios que favorecieron el aumento de la demanda.

La creciente demanda y la existencia limitada de capacidad de producción / instalación supusieron el encarecimiento tanto de los equipos como de los costes de promoción (algunos promotores tenían que realizar pagos por adelantado, hasta 2 años, para asegurarse el suministro de turbinas).

Adicionalmente, el incremento del tamaño de las turbinas para aprovechar zonas de menor recurso eólico (mayor altura de buje, palas de mayor dimensión) implica un coste superior (10%-15%) frente a aquellas de menor tamaño. Asimismo, la fabricación de estos aerogeneradores requiere mayor utilización de materias primas que, a su vez, habían visto un incremento en su coste como se puede apreciar en la siguiente gráfica.

Figura 20 – Eólica: evolución de las principales materias primas, 1990-2012 (USD/t)



Fuente: Banco Mundial; UN Comtrade; Roland Berger Strategy Consultants

- **2009-2012:** en los últimos se ha producido una bajada del coste de inversión hasta niveles de 2007 debido a la reducción de la demanda como consecuencia de la incertidumbre regulatoria y la sobrecapacidad en el mercado español. A pesar de que la falta de emplazamientos de alto recurso eólico obliga al uso de máquinas más caras, el coste de estas últimas también se ha ajustado en este periodo.

Además, la potencia instalada en este periodo, está afectada por la entrada en vigor del RDL 6/2009, el cual estipula que es la inscripción en este registro y no la inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RAIPRE), como se establecía en el Real Decreto 661/2007, la condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el RD 661/2007.

Una vez obtenida la inscripción en este Registro, la inscripción definitiva en el RAIPRE debería realizarse en un plazo de 36 meses sino el derecho económico sería revocado. Este cambio de planificación generó una tensión en los plazos de ejecución de varios proyectos y, por tanto, en dos de los componentes críticos de los costes de inversión en este periodo:

- Los precios de las máquinas, frecuentemente sujetos a acuerdos marco o contratos de compra, son normalmente negociados con cierta antelación a su instalación. El incremento de demanda asociado a un anticipo de plazos de instalación produjo un aumento del precio de las máquinas asociado a las varias renegociaciones de plazos de entrega.
- Costes de desarrollo y promoción más elevados por acumulación en los proyectos que fueran finalmente aprobados de varios costes comunes de distintas fases (que fueran o no ejecutados).

En la siguiente tabla se puede ver el desglose de las partidas del coste de inversión para distintos años. Cabe mencionar que el peso de cada una de esas partidas se ha mantenido relativamente estable a lo largo de los años.

Figura 21 – Eólica: desglose de CAPEX, 2000, 2005 y 2010 (EUR m/MW)

	2000 (15 MW)		2005 (25 MW)		2010 (50 MW)	
Aerogenerador	0,710	73,2%	0,814	70,8%	1,043	70,0%
Obra Civil	0,053	5,5%	0,076	6,6%	0,125	8,4%
Obra Eléctrica	0,142	14,7%	0,179	15,6%	0,227	15,2%
Promoción y otros gastos	0,060	6,5%	0,081	7,0%	0,095	6,4%
TOTAL (per MW)	0,963	100%	1,150	100%	1,490	100%

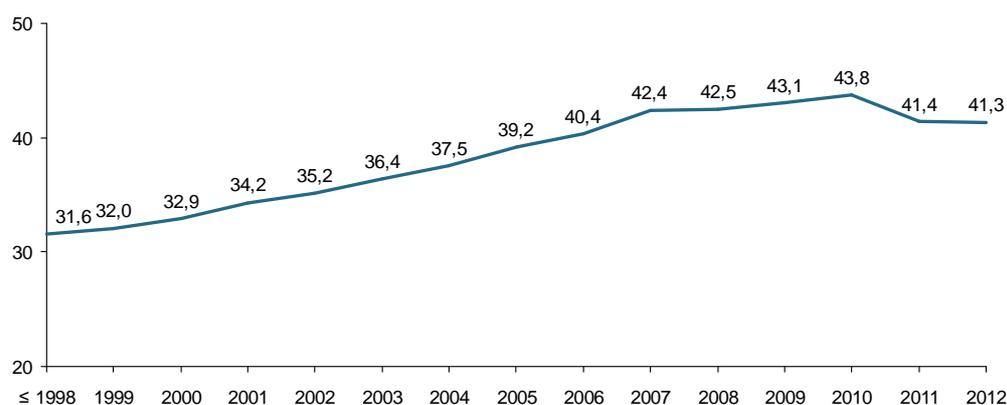
Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

Cabe mencionar que el precio por MW del aerogenerador siempre se mantuvo bastante estable, pero incorporando significativas mejoras tecnológicas de rendimiento (en coste de energía por MWh) y flexibilidad (ej. reactiva e interactividad con la red) de generación a generación. Los ratios de inversión a partir de 2007 ya incluyen el coste

de adecuación de las máquinas a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.

La evolución del coste de operación ha sido más moderada. En la Figura 22 se puede apreciar una subida más pronunciada en los años de mayor demanda. Sin embargo, en los últimos dos años se ha producido un ajuste en los contratos y gastos relativos a la operación y mantenimiento (los proveedores de estos servicios ofrecen los mismos servicios a precios inferiores), debido a la incertidumbre regulatoria.

Figura 22 – Eólica: OPEX, ≤1998-2012 (kEUR/MW)



Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

En el coste de operación de un parque, la partida más grande suele ser la de operación y mantenimiento (cerca del 50%) pero también incluye administración, supervisión, control técnico, gastos de operación en el mercado, seguros, tasas y otros gastos.

Figura 23 – Eólica: desglose de OPEX, 2007 y 2012 (kEUR/MW; %)

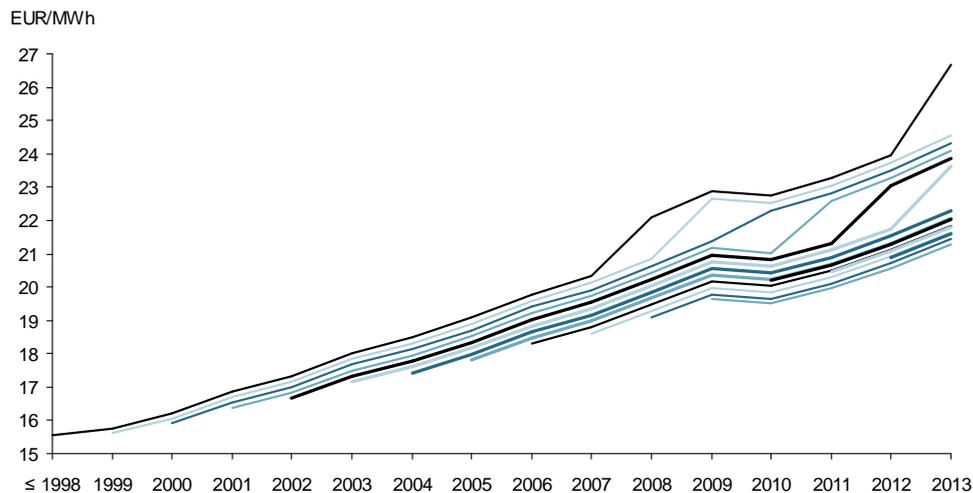
	2007		2012	
Operación y Mantenimiento¹⁾	23,3	55%	26,0	63%
Gestión y administración	5,9	14%	4,5	11%
Arrendamientos	4,2	10%	2,9	7%
Seguros y tasas	7,6	18%	7,1	17%
Electricidad / autoconsumo	1,4	3%	0,8	2%
TOTAL	42,4	100%	41,3	100%

1) Operación y mantenimiento considerado como único término variable con valores de 10,21 EUR/MWh para 2007 y 11,8 EUR/MWh para 2012

Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

Adicionalmente, el coste de operación de los parques empieza a crecer de forma notable a partir de los 10-12 años de explotación, debido a correctivos de grandes componentes con partes móviles y/o electrónicas (multiplicadoras, rotores, generadores) como se puede observar en la siguiente gráfica.

Figura 24 – Eólica: OPEX por año de puesta en marcha, ≤1998-2013 (EUR/MWh)



Nota: Coste de mantenimiento (un 50% opex) incrementa 10% (año 10, 5%+ de 10%), en el año 15 un 15% sobre el año 14. Cálculo basado en horas CNE
Fuente: Entrevistas a fabricantes y proveedores O&M; Roland Berger Strategy Consultants

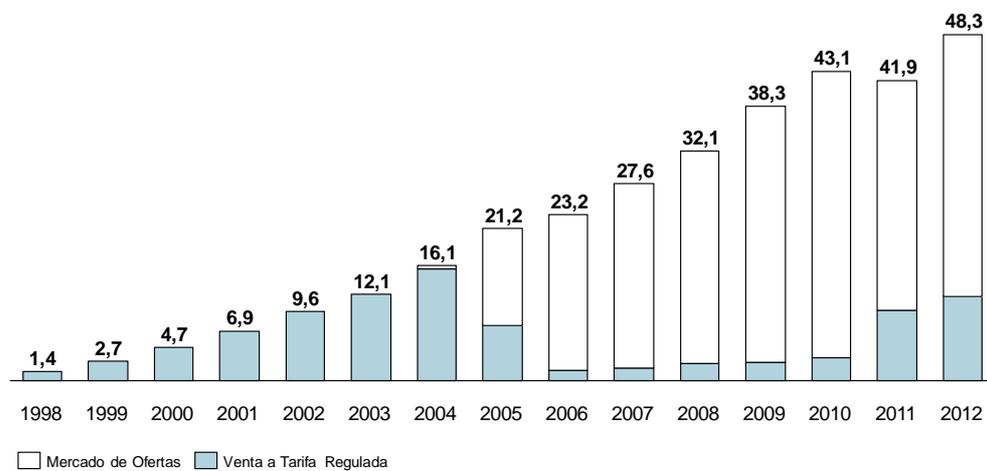
Figura 25 – Eólica: OPEX por año de puesta en marcha, 1998-2013 (EUR/MWh)

		Año de explotación																
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Año de Puesta en Marcha	1998	15,60																
	1999	15,80	15,60															
	2000	16,20	16,10	15,90														
	2001	16,90	16,70	16,50	16,40													
	2002	17,30	17,20	17,00	16,80	16,70												
	2003	18,00	17,80	17,70	17,50	17,30	17,20											
	2004	18,50	18,30	18,10	18,00	17,80	17,60	17,40										
	2005	19,10	18,90	18,70	18,50	18,40	18,20	18,00	17,80									
	2006	19,80	19,60	19,40	19,20	19,00	18,80	18,70	18,50	18,30								
	2007	20,30	20,10	19,90	19,70	19,50	19,40	19,20	19,00	18,80	18,60							
	2008	22,10	20,80	20,60	20,40	20,20	20,10	19,90	19,70	19,50	19,30	19,10						
	2009	22,90	22,70	21,40	21,20	21,00	20,80	20,60	20,40	20,20	20,00	19,80	19,60					
	2010	22,70	22,50	22,30	21,00	20,80	20,60	20,40	20,20	20,00	19,80	19,70	19,50	20,20				
	2011	23,30	23,00	22,80	22,60	21,30	21,10	20,90	20,70	20,50	20,30	20,10	20,00	20,70	20,50			
2012	24,00	23,70	23,50	23,30	23,10	21,70	21,50	21,30	21,10	20,90	20,70	20,60	21,30	21,10	20,90			
2013	26,70	24,60	24,30	24,10	23,90	23,60	22,30	22,10	21,90	21,60	21,40	21,30	22,00	21,80	21,60	21,40		

Notas: No incluye peaje de acceso de EUR 0,5/MWh establecido por el RDL 14/2010, y aplicable desde el 2011; Cálculo basado en horas CNE.

Es importante mencionar que a pesar de que la tecnología eólica presenta una producción relativamente estable a lo largo de los últimos años (ver Figura 26), hay variaciones en los factores de carga muy significativas a nivel de parques – más o menos un 20% en relación a la media mensual – debido únicamente a la variabilidad del recurso eólico local.

Figura 26 – Producción eólica por opción de venta, 1998-2012 (GWh)



Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Para el cálculo del estándar tanto las horas equivalentes de funcionamiento (Figura 27) como la retribución percibida (Figura 28) se han especificado por año de puesta en marcha.

Figura 27 – Eólica: Horas de funcionamiento por año de puesta en marcha, 1995-2013

Año de explotación	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Año de Puesta en Marcha	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	3.163	3.163	3.163	3.163	3.164	2.909	3.178	3.009	2.648	3.114	3.155	2.876	3.160	2.807	3.217	3.107	3.074	3.135	1.939
	0	0	3.392	3.392	3.392	2.938	3.017	2.847	2.629	2.997	2.920	3.365	3.025	3.118	2.888	2.819	2.913	2.990	2.708	2.166
	0	0	0	2.055	2.055	2.574	2.221	2.568	2.632	2.356	2.317	2.373	2.230	2.274	2.434	2.342	2.337	2.279	2.264	1.485
	0	0	0	0	1.843	2.176	2.034	2.153	2.032	1.879	2.006	2.144	1.907	1.976	1.858	2.288	2.471	2.214	2.191	1.569
	0	0	0	0	0	2.523	2.519	2.873	2.677	2.324	2.618	2.760	2.490	2.696	2.527	2.846	2.529	2.328	2.510	1.669
	0	0	0	0	0	0	2.458	2.665	2.651	2.403	2.571	2.717	2.493	2.635	2.351	2.455	2.668	2.426	2.578	1.730
	0	0	0	0	0	0	0	2.593	2.595	2.358	2.386	2.302	2.233	2.306	2.249	2.179	2.334	2.106	2.279	1.641
	0	0	0	0	0	0	0	0	2.319	2.247	2.415	2.537	2.268	2.355	2.271	2.319	2.370	2.142	2.318	1.628
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.047	2.228	2.315	2.120	2.253	2.113	2.232	2.243	2.009	2.208	1.521
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.242	2.345	2.155	2.233	2.149	2.184	2.298	2.024	2.225	1.556
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.045	2.079	2.109	2.114	2.142	2.178	1.948	2.127	1.537
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.097	2.172	2.138	2.238	2.300	2.078	2.289	1.598
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.086	2.196	2.285	2.299	2.037	2.265	1.610
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.828	2.139	2.200	1.982	2.121	1.596
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.927	2.193	2.031	2.098	1.592
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.015	1.883	2.102	1.516
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.933	2.225	1.603
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.373	1.661
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.487

Figura 28 – Eólica: Retribución por año de puesta en marcha, 1994-2013 (EUR/MWh)

Año de explotación	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Año de Puesta en Marcha	67	67	67	67	67	68	68	67	77	64	98	100	93	78	101	77	72	85	82	79
	-	69	69	69	69	67	69	69	76	65	97	107	97	80	103	77	72	85	81	78
	-	-	68	68	68	67	67	67	76	64	97	119	113	90	113	77	71	78	80	78
	-	-	-	68	68	67	67	67	75	63	97	109	94	79	102	77	73	87	83	80
	-	-	-	-	68	67	68	67	75	63	97	107	95	80	101	78	76	89	85	83
	-	-	-	-	-	66	67	66	75	62	97	109	97	81	102	78	77	89	86	84
	-	-	-	-	-	-	67	66	74	62	97	114	97	81	103	79	77	90	87	83
	-	-	-	-	-	-	-	68	74	62	96	108	93	79	102	78	77	90	87	84
	-	-	-	-	-	-	-	-	70	62	96	110	93	79	102	80	78	91	87	85
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63	96	108	93	79	103	80	78	91	87	85
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96	109	92	80	104	81	78	91	87	85
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102	94	79	103	81	78	91	87	84
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99	82	105	82	79	91	88	84
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	110	82	78	91	87	84
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120	89	78	77	79	80
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93	81	79	80	80
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76	79	80	80
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75	79	81
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86	80
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85

4.2 Cogeneración

RBSC propone **36 casos tipo** de instalaciones que utilicen la tecnología de la cogeneración para la generación de electricidad. Cada caso tipo se ha caracterizado en función del combustible y la potencia de la instalación (Figura 29 y Figura 30).

Para las instalaciones que utilicen como combustible el **gas natural** se han definido 12 casos tipo, siempre que este suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, partiendo por la potencia de la instalación y el tipo de equipo generador:

- COG1: Inst. motor hasta 500 kW (sin instalaciones)
- COG2: Inst. motor entre 500 kW y 1 MW (singular)
- COG3: Inst. motor entre 1 y 10 MW
- COG4: Inst. motor entre 10 y 25 MW
- COG5: Inst. motor entre 25 y 50 MW
- COG6: Inst. motor entre 50 y 100 MW
- COG7: Inst. turbina hasta 500 kW
- COG8: Inst. turbina entre 500 kW y 1 MW
- COG9: Inst. turbina entre 1 y 10 MW
- COG10: Inst. turbina entre 10 y 25 MW
- COG11: Inst. turbina entre 25 y 50 MW
- COG12: Inst. turbina entre 50 y 100 MW

Se han definido 12 casos tipo para las instalaciones que utilicen como combustible principal **gasóleo y fuelóleo**, siempre que este suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, partiendo por la potencia de la instalación.

- COG13: Inst. gasóleo hasta 500 kW (singular)
- COG14: Inst. gasóleo entre 500 kW y 1 MW
- COG15: Inst. gasóleo entre 1 y 10 MW
- COG16: Inst. gasóleo entre 10 y 25 MW (singular)
- COG17: Inst. gasóleo entre 25 y 50 MW (sin instalaciones)
- COG18: Inst. gasóleo entre 50 y 100 MW (sin instalaciones)
- COG19: Inst. fuelóleo hasta 500 kW (singular)
- COG20: Inst. fuelóleo entre 500 kW y 1 MW
- COG21: Inst. fuelóleo entre 1 y 10 MW
- COG22: Inst. fuelóleo entre 10 y 25 MW
- COG23: Inst. fuelóleo entre 25 y 50 MW
- COG24: Inst. fuelóleo entre 50 y 100 MW (sin instalaciones)

Se han definido 12 casos tipo para las instalaciones que utilicen como combustible principal el **carbón, el gas de refinería o energías residuales**, siempre que este suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, partiendo por la potencia de la instalación.

- COG25: Inst. carbón hasta 10 MW (sin instalaciones)
- COG26: Inst. carbón entre 10 y 25 MW (sin instalaciones)
- COG27: Inst. carbón entre 25 y 50 MW
- COG28: Inst. carbón entre 50 y 100 MW (sin instalaciones)
- COG29: Inst. gas refinería hasta 10 MW (sin instalaciones)
- COG30: Inst. gas refinería entre 10 y 25 MW (sin instalaciones)

- COG31: Inst. gas refinería entre 25 y 50 MW (sin instalaciones)
- COG32: Inst. gas refinería entre 50 y 100 MW
- COG33: Inst. energías residuales hasta 10 MW
- COG34: Inst. energías residuales entre 10 y 25 MW
- COG35: Inst. energías residuales 25 - 50 MW (sin instalaciones)
- COG36: Inst. energías residuales 50 - 100 MW (sin instalaciones)

Figura 29 – Cogeneración: casos tipo propuestos

Combustible	Potencia					
	P ≤ 0,5	0,5 < P ≤ 1	1 < P ≤ 10	10 < P ≤ 25	25 < P ≤ 50	50 < P ≤ 100 MW
Gas natural – Turbina	COG1	COG2	COG3	COG4	COG5	COG6
Gas natural – Motor	COG7	COG8	COG9	COG10	COG11	COG12
Gasóleo	COG13	COG14	COG15	COG16	COG17	COG18
Fuelóleo	COG19	COG20	COG21	COG22	COG23	COG24
Carbón		COG25		COG26	COG27	COG28
Gas de refinería		COG29		COG30	COG31	COG32
Energías residuales		COG33		COG34	COG35	COG36

Figura 30 – Cogeneración: instalaciones y MW por casos tipo, noviembre 2013

Combustible	Potencia					
	P ≤ 0,5	0,5 < P ≤ 1	1 < P ≤ 10	10 < P ≤ 25	25 < P ≤ 50	50 < P ≤ 100
Gas natural – Turbina	-	1 MW (1)	502 MW (112)	590 MW (34)	1.026 MW (26)	446 MW (6)
Gas natural – Motor	3 MW (56)	184 MW (233)	1.463 MW (328)	601 MW (35)	236 MW (6)	-
Gasóleo	0 MW (2)	25 MW (31)	116 MW (42)	24 MW (1)	-	-
Fuelóleo	0 MW (2)	9 MW (11)	194 MW (43)	380 MW (20)	65 MW (2)	-
Carbón		-	-	-	44 MW (1)	-
Gas de refinería		-	-	-	-	84 MW (1)
Energías residuales		45 MW (12)		23 MW (2)	-	-

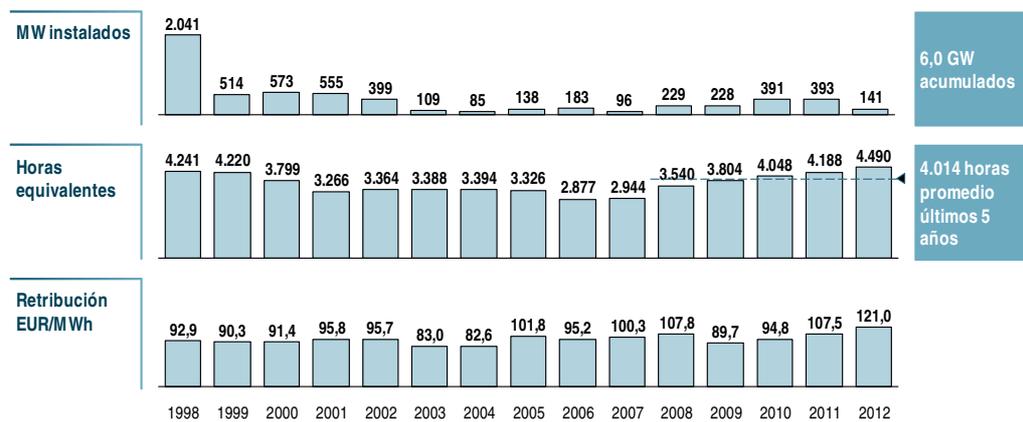
Nota: MW (# instalaciones)

La cogeneración en España cuenta con un elevado número de instalaciones, generalmente asociadas a los procesos productivos de empresas industriales para cubrir las necesidades de los procesos de calor útil y/o frío. En la actualidad, las industrias que mayor porcentaje de cogeneración instalada presentan son la industria química, la papelería y la alimentaria.

En este apartado incluimos consideraciones que son aplicables a instalaciones de tratamiento y combustión de residuos con cogeneración asociada (tratamiento de purines, tratamiento de residuos del olivar, RSU, ...) y a las instalaciones de recuperación de calor residual.

Las plantas de cogeneración incluidas en la Disposición Adicional 6ª del RD 661/2007 se pueden acoger al caso tipo COG12 (gas natural, turbina, 50-100MW). El precio de venta de electricidad al sistema de las instalaciones acogidas a la Disposición Adicional 6ª ha sido diferente que el del resto de la cogeneración. Sin embargo, no hay instalaciones acogidas a la Disposición Adicional 6ª y del subgrupo a.1.1 de 50-100 MW con el mismo año de puesta en marcha. Por ello, y puesto que hemos calculado la retribución por año de puesta en marcha, la retribución del caso tipo COG12 lleva implícita el reconocimiento de esa diferencia de retribución.

Figura 31 – Cogeneración en España, 1998-2012



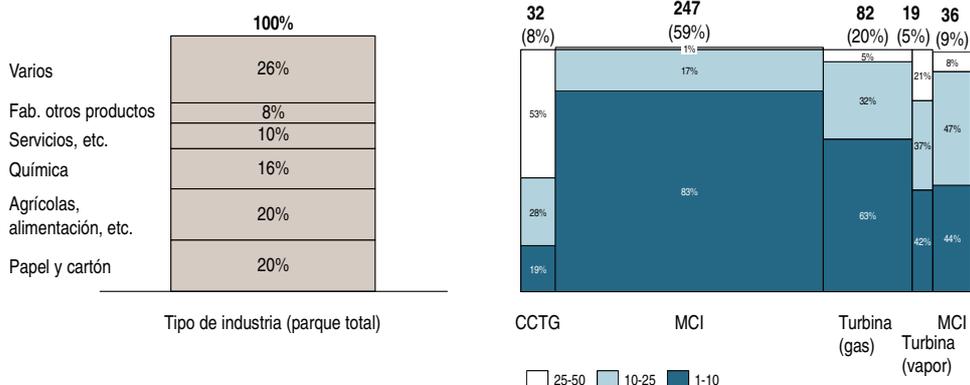
Nota: Horas y retribución a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha. MW instalados ajustados con IDAE.
Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Hasta 2007, existía una obligación de autoconsumo (30% para plantas con capacidad instalada inferior a 25 MW y 50% para plantas con capacidad instalada superior o igual a 25 MW) que no se refleja en la gráfica anterior. Dicha gráfica representa las horas netas de venta de electricidad vertida a la red y sirve de aproximación.

Figura 32 – Cogeneración: distribución de la potencia instalada del parque

Distribución aprox. de la potencia instalada por sectores, 2011

Nº instalaciones aprox. de la potencia instalada por rango de potencias, combustible y tecnologías, 2009



Fuente: IDAE; Entrevistas industria; Roland Berger Strategy Consultants

Las plantas de cogeneración siguen una lógica de ahorro de energía primaria. Su rentabilidad económica depende del incremento de eficiencia que se obtiene de la combinación de la generación eléctrica con el aprovechamiento, en el proceso industrial asociado, del calor útil / frío generado.

La inclusión de estas instalaciones en procesos industriales para el aprovechamiento energético, implica dos factores de añadida complejidad tanto en el análisis de las inversiones como en el de los costes:

- La inexistencia de una clara separación en inversiones, costes y la lógica de funcionamiento entre lo que es generación de electricidad y calor útil en el proceso productivo de la industria asociada.
- La cuantificación de los costes ahorrados por la obligación regulatoria de autoconsumo requerida hasta 2007 para estas instalaciones.

De particular interés para esa modelización fue la creciente implementación de entidades especializadas en la construcción y gestión de cogeneraciones – *Energy Service Companies* (ESCOs) o Empresas de Servicios Energéticos (ESEs), lo que contribuyó a una mayor industrialización y profesionalización del sector. Estas compañías operan bajo varios modelos de negocio:

- **Instalación y operación**, en la que las ESCOs o ESEs invierten y operan una instalación de cogeneración bajo un contrato a largo plazo con la industria asociada:
 - La industria/proceso adjunto a la instalación de cogeneración obtiene una parte sustancial del ahorro de energía primaria
 - Las ESCOs o ESEs obtienen un beneficio por la explotación y operación de la instalación con una mayor eficiencia debido a su conocimiento específico.
- **Sólo operación**, en la que las ESCOs o ESEs operan una instalación bajo un contrato a largo plazo de prestación de servicios

- **Otros modelos mixtos**, con otras inversiones en activos y servicios.

Entendemos que las plantas gestionadas por ESCOs o ESEs son de las más eficientes del mercado junto con las instalaciones de grandes operadores industriales y tienen niveles más bajos de CAPEX (debido a economías de escala y experiencia de compra previa) y de OPEX.

La aplicación del nuevo encuadramiento regulatorio subraya la especificidad de la cogeneración en sus distintos modelos operativos y de negocio:

- Los **regímenes de funcionamiento son específicos por industria**, donde el funcionamiento de la instalación de cogeneración viene determinada por la demanda térmica de la planta industrial asociada – de 3.000 horas en clientes estacionales o a un solo turno (ej. industria alimenticia), hasta más de 8.000 horas ("*must-run*" / operación permanente) en industrias de procesos (ej. industria papelera o refino).
- La **viabilidad económica de la operación** es sensible al coste del combustible relevante para el subgrupo normativo en cuestión y depende de los niveles de Ro (Retribución a la operación) propuestos. La posible volatilidad de los precios de los combustibles y del CO₂ puede crear un desajuste de tesorería al cogenerador arriesgando la viabilidad de la operación de la planta.

El RD 661/2007 enderezaba esta cuestión estableciendo revisiones trimestrales de este parámetro con una fórmula de indexación.

- Adicionalmente, **se ha analizado la existencia de economías de escala** (para las plantas de entre 50 MW y 100 MW) y se ha concluido que son mínimas o inexistentes, tanto a nivel de gastos de personal como de inversiones en equipos.

Hasta enero de 2012 estuvo en vigor el Plan Renove de cogeneración y se estima que cerca de 500 MW se acogieron a este plan y realizaron algún tipo de renovación en sus instalaciones (ej. sustitución de los equipos principales con el fin de aumentar la eficiencia). Tras este tipo de renovación, existía la posibilidad de cambiar la fecha de puesta en marcha por lo que a la hora de estimar la retribución, habría que tener en cuenta dichas alteraciones sustanciales. En definitiva, a las instalaciones que han renovado sus equipos hasta el día de hoy se les ha reconocido una nueva fecha de puesta en marcha, con las correspondientes implicaciones normativas vigentes.

A efectos de este informe, no consideramos un estándar para las instalaciones que, como consecuencia de la realización de modificaciones sustanciales, tengan una nueva fecha de puesta en marcha. Dichas instalaciones se consideran incluidas dentro del estándar que corresponda a su tipología y para el año de la nueva fecha de puesta en marcha.

De igual forma, otros mercados de cogeneración europeos han optado por regulaciones que promueven incentivos directamente relacionados con la eficiencia (ahorro energético por cogeneración), que pasan en varios casos por descuentos en la conexión a la red, autoconsumo, o tasas al sistema (ej. "céntimo verde"). A este tipo de incentivos, normalmente se suman exenciones fiscales en la inversión, o incluso subsidios directos (por ejemplo, los dirigidos a incentivar la micro cogeneración).

En cuanto a micro cogeneración, es importante resaltar su especificidad ya que carece de economías de escala lo que da lugar a ratios de inversión y de operación más elevados.

En las instalaciones de cogeneración con gas natural (a.1.1) por debajo de 0,5 MW:

- A medida que la potencia aumenta crece el rendimiento eléctrico y decrece el térmico, con autoconsumo del 4% al 8%.
- Las plantas por debajo de los 50 kWe tienen CAPEX incluso mayores, sobre todo por debajo de 20 kWe, pero en este ámbito hay otros factores condicionantes para la inversión además de la mera rentabilidad (normativa de ordenación de edificación).
- El precio específico de los módulos compactos y motogeneradores decrece significativamente con la potencia pero surgen otros costes que hacen repuntar la inversión (conexión a red, integración en el proceso industrial o en el edificio, auxiliares, equipos de producción de frío, ...).
- Los costes fijos (aprox. 100 mil euros por MW) son más difíciles de evaluar porque estas plantas requieren personal pero, generalmente, no lo imputan a tiempo completo.
- El gas natural suele ser más caro para estas instalaciones – por ejemplo, a las plantas en edificios se les aplica el impuesto sobre gas completo, no reducido, porque se considera un "uso profesional del gas".

En las instalaciones de cogeneración con gas natural (a.1.1) entre 0,5 y 1 MW:

- En este rango, el rendimiento eléctrico medio sube al menos un 2% y el térmico baja al menos un 4%.
- En la inversión, el coste del equipo principal baja en relación a equipos más pequeños pero la integración se hace por lo general más compleja y costosa.

Para estos dos rangos de potencia, al igual que en otros mercados europeos (ej. Alemania), podría resultar beneficioso considerar una apertura por rango de potencia para su mejor desarrollo. El diferente carácter del usuario final explica también la importancia de simplificar requerimientos y trámites administrativos para incentivar esta modalidad de eficiencia energética.

La figura de ESCOs o ESEs está en desarrollo en el sector de micro cogeneración, donde se espera que alcance o supere en importancia al sector de cogeneración de mayor escala, dado que los usuarios o consumidores finales del calor suelen ser menos técnicos (ej. edificios del sector terciario y residencial).

Descuentos al precio de la energía térmica

La elección de la cogeneración tiene sentido para la industria asociada debido a la reducción del coste de energía primaria que supone. La eficiencia energética que aporta la tecnología de cogeneración frente a un sistema de generación de energía térmica convencional (calderas) debe traducirse en eficiencia económica adicional (preconizado por las distintas directivas europeas publicadas hasta la fecha).

En la atribución de la gestión de la cogeneración a una tercera parte (ESCOs o ESEs) es común la introducción en los contratos (a largo plazo) de descuentos al precio de la energía térmica entregada al usuario asociado. El gestor energético tiene normalmente que ofrecer descuentos en el calor (típicamente del 15% al 25%) para que el proyecto sea atractivo para el cliente, y actuar en la optimización de la eficiencia energética en el edificio / industria en cuestión a lo largo de la vida útil de la planta de cogeneración.

Por lo tanto, este ahorro de costes energéticos debe justificar tanto la inversión que se debe realizar como los contratos de suministro a largo plazo que hay que asumir.

Para las ESCOs o ESEs, es una práctica común la introducción de dicho descuento en la cuantificación y valoración del calor útil generado (e incluso sobre el componente eléctrico) cedido al proceso/sistema adjunto a la cogeneradora. Algunos ejemplos internacionales son:

- Países Bajos: ECN, informe "*WKK 2008 – Onrendabele top berekeningen voor bestaande*" (mayo 2008) – un 15% de descuento
- Reino Unido: AEA, informe "*Renewable CHP Heat Cost Curves for RHI Setting – report for the DECC*" (septiembre 2012) – un 20% de descuento

RBSC, con el fin de obtener resultados contrastables con los calculados por el IDAE, realizó los cálculos de retribución sin aplicar descuentos al calor útil generado.

Notas en relación a los cálculos de los parámetros retributivos de Cogeneración:

En la estimación de los **ingresos** recibidos históricamente por las instalaciones de cogeneración, se han tenido en cuenta tres conceptos complementarios:

- En primer lugar, los ingresos por la venta de electricidad vertida al sistema.
- En segundo lugar, los ingresos por la venta de electricidad al sistema/proceso adjunto a la cogeneradora (frecuentemente un proceso industrial), valorada al precio de la electricidad que tendría un consumidor industrial.
- Finalmente, se han tenido en cuenta los ingresos por venta de calor al proceso/sistema adjunto con el fin de obtener resultados contrastables con los calculados por el IDAE.

En lo que se refiere a los **costes de inversión**:

- Hay que mencionar la existencia histórica de incentivos a la inversión, de particular importancia en la micro cogeneración, en la que hemos considerado ajustes del 20% en el CAPEX.

En la estimación de los **costes operacionales** incurridos históricamente, deflactados con el IPC desde 2013, por las instalaciones de cogeneración (OPEX en miles de euros por MW), hemos optado por su variabilización de acuerdo las siguientes formulas por categoría (P > 1 MW):

- a.1.1: $35 + 0,015 \times \text{horas equivalentes}$
- a.1.2: $53,2 + 0,0228 \times \text{horas equivalentes}$

Para el cálculo de la retribución, RBSC utilizó la información de horas equivalentes y rendimientos eléctricos y térmicos obtenida en reuniones de trabajo mantenidas con el IDAE, por no haber tenido acceso a la base de datos oficial de certificados energéticos de instalaciones de cogeneración:

- Cuando se analiza la contribución de cogeneración en el sistema eléctrico, se nota un cambio estructural en las horas vertidas que coincide con la aparición del RDL 7/2006, y el RD 661/2007, que permitían la exportación total de la electricidad producida a la red. La cogeneración, que hasta 2006 autoconsumía un 43% (vertiendo el 57%) pasó progresivamente en poco tiempo a autoconsumir el 16% (vertiendo el 84%).
- Por lo tanto, las horas en las estadísticas de la CNE sólo presentan parte de la actividad del sector (la energía vertida), por lo que se asume una actividad constante para la totalidad de la energía producida (estando la diferencia en el autoconsumo). Hemos considerado que las instalaciones de cogeneración han tenido históricamente horas de funcionamiento estables, para poder reconstruir la rentabilidad de sus proyectos.

Los parámetros restantes fueron estimados de acuerdo a hipótesis de mercado (tarifa de electricidad para consumidores industriales y coste del gas natural), teniendo en cuenta diferentes sendas en el precio del combustible en función del volumen consumido.

Finalmente, presentamos una comparativa entre los principales parámetros de horas (Figura 33) y rendimientos (

Figura 34) obtenidos en reuniones de trabajo conjuntas con el IDAE y los calculados por RBSC a partir de fuentes propias y de mercado.

En función de cada tecnología, RBSC propuso un conjunto de horas totales de operación de las instalaciones ajustadas a los datos de exportación de energía eléctrica que recogen las estadísticas de la CNE, y ajustados por información de mercado y los boletines estadísticos. Por ejemplo, para las instalaciones de Gas Natural:

- En el rango de $1 \text{ MW} < P \leq 10 \text{ MW}$, se han disminuido las horas de operación respecto del año 2013 para adecuarse a su realidad.
- En el rango de $10 \text{ MW} < P \leq 25 \text{ MW}$, se ha considerado que las horas de operación del año 2013 son representativas de la situación del sector.
- En los rangos de $P \leq 25 \text{ MW}$, se han incrementado las horas de operación respecto del año 2013 para adecuarse a su realidad.

Figura 33 – Cogeneración: comparativa de horas

		Información obtenida en reuniones de trabajo conjuntas	RBSC
GN – Turbinas	0 MW – 0.5 MW	4.900	3.200 – 5.800
	0.5 MW – 1 MW	5.390	3.400 – 5.800
	1 MW – 10 MW	6.125	3.500 – 6.300
	10 MW – 25 MW	6.223	5.000 – 6.300
	25 MW – 50 MW	7.007	6.300 – 7.800 ¹⁾
GN – Motores	0 MW – 0.5 MW	4.032	2.400 – 3.200
	0.5 MW – 1 MW	4.320	2.400 – 3.400
	1 MW – 10 MW	5.280	3.500 – 4.700
	10 MW – 25 MW	5.760	4.700 – 5.000
	25 MW – 50 MW	6.240	4.700 – 6.600
Gasóleo	0.5 MW – 1 MW	4.320	4.100 – 6.500
	1 MW – 10 MW	5.280	3.100 – 5.100
Fuelóleo	1 MW – 10 MW	5.280	2.900 – 6.800
	10 MW – 25 MW	5.760	5.300 – 6.800

1) Incluye instalaciones de > 50 MW

Figura 34 – Cogeneración: comparativa de rendimientos

	Rendimiento Re		Rendimiento Rt		REE	
	Reuniones	RBSC	Reuniones	RBSC	Reuniones	RBSC
GN – Turbinas						
0 MW – 0.5 MW	25% – 27%	23% – 30%	48% – 52%	43% – 54%	54% – 64%	53% – 66%
0.5 MW – 1 MW	26% – 29%	23% – 31%	45% – 49%	44% – 49%	52% – 64%	53% – 59%
1 MW – 10 MW	29% – 31%	27% – 29%	47% – 53%	47% – 55%	61% – 75%	60% – 73%
10 MW – 25 MW	32% – 35%	27% – 32%	43% – 48%	44% – 55%	61% – 75%	59% – 76%
25 MW – 50 MW	37% – 40%	28% – 37%	36% – 40%	33% – 47%	62% – 72%	59% – 69%
GN – Motores						
0 MW – 0.5 MW	33% – 34%	30% – 33%	41% – 45%	33% – 46%	61% – 68%	50% – 64%
0.5 MW – 1 MW	36% – 37%	33% – 37%	36% – 40%	33% – 44%	60% – 67%	55% – 68%
1 MW – 10 MW	38% – 39%	36% – 40%	34% – 38%	31% – 40%	61% – 68%	58% – 68%
10 MW – 25 MW	39% – 40%	37% – 42%	34% – 37%	32% – 40%	63% – 68%	61% – 71%
25 MW – 50 MW	39% – 40%	34% – 37%	34% – 37%	35% – 38%	63% – 68%	58% – 61%
Gasóleo						
0.5 MW – 1 MW	37% – 38%	33% – 40%	30% – 33%	30% – 35%	56% – 60%	55% – 60%
1 MW – 10 MW	39% – 40%	35% – 39%	28% – 32%	28% – 35%	57% – 62%	56% – 61%
Fuelóleo						
1 MW – 10 MW	41% – 42%	39% – 42%	26% – 29%	20% – 28%	58% – 62%	56% – 58%
10 MW – 25 MW	41% – 42%	39% – 42%	26% – 29%	20% – 28%	58% – 62%	56% – 58%

Nota: información obtenida en reuniones de trabajo conjuntas – rendimientos del primer año de arranque. REE calculados a partir del Re y Rt.

Figura 35 – Cogeneración: parámetros del subgrupo a.1.1

RANGOS DE POTENCIA	CARACTERÍSTICAS Y RENDIMIENTOS	CAPEX (EUR M/MW)	OPEX	COSTE DE COMBUSTIBLE ¹⁾ (EUR/MWh)
< 0,5 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Re 33% – 34%; Rt 41% – 45% • REE 61% – 68% • SSAA: ≈ 4,0 – 8,0% • Aprox. 4.000 hrs 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ 2,0 – 3,0 (significativamente más elevados para micro < 50 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ EUR 35 / MWh (≈ EUR 100 k/MW) • COPEX EUR 90-150 k/MW 	<ul style="list-style-type: none"> • Total ≈ EUR 160 GN (inc. ATR y CO₂)
0,5 - 1 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Re 36% – 37%; Rt 36% – 40% • REE 60% – 67% • SSAA: ≈ 4,0 – 8,0% • Aprox. 4.300 hrs 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ 1,9 – 2,1 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ EUR 35 / MWh (≈ EUR 100-115 k/MW) • COPEX EUR 90-150 k/MW 	<ul style="list-style-type: none"> • Total ≈ EUR 150 GN (inc. ATR y CO₂)
1 - 10 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Re 38% – 39%; Rt 34% – 38% • REE 61% – 68% • SSAA: ≈ 4% • Aprox. 5.300 hrs 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ 1,0 – 1,2 	<ul style="list-style-type: none"> • OPEX + COPEX de 95 k/MW para funcionamientos en torno a 4.000 horas 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ EUR 104 GN (inc. ATR) + EUR 3 CO₂ • Total ≈ EUR 107
10 - 25 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Re 32% – 35%; Rt 43% – 48% • REE 61% – 75% • SSAA: ≈ 3,8% • Aprox. 6.200 hrs 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ 1,1 – 1,3 	<ul style="list-style-type: none"> • OPEX + COPEX de 110 k/MW para funcionamientos en torno a 5.000 horas 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ EUR 103 GN (inc. ATR) + EUR 3 CO₂ • Total ≈ EUR 106
25 - 50 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Re 37% – 40%; Rt 36% – 40% • REE 62% – 72% • SSAA: ≈ 2,9% • Aprox. 7.000 hrs 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ 1,1 – 1,3 	<ul style="list-style-type: none"> • OPEX + COPEX de 140 k/MW para funcionamientos en torno a 7.000 horas 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ EUR 100 GN (inc. ATR) + EUR 3 CO₂ • Total ≈ EUR 103

Nota: % más alto en el rango 1-10 MW en Discriminación Horaria (DH). % mix de motores / turbinas de acuerdo con muestra. Por encima de 50 MW son típicamente agrupaciones de motores y turbinas más pequeños.

1) siempre que suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada

Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

Figura 36 – Cogeneración: parámetros del subgrupo a.1.2 – combustibles líquidos

RANGOS DE POTENCIA	CARACTERÍSTICAS Y RENDIMIENTOS	CAPEX (EUR M/MW)	OPEX	COSTE DE COMBUSTIBLE ¹⁾ CON TRANSPORTE (EUR/MWh)
< 1 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Hemos considerado como hipótesis de partida los datos del subgrupo a.1.1 			
1 - 10 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Re 39% – 42%; Rt 26% – 32% • REE 55% – 65% • SSAA: ≈ 6,0% • Aprox. 5.300 hrs 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ 1,0 – 1,2 	<ul style="list-style-type: none"> • OPEX + COPEX de 110 k/MW para funcionamientos en torno a 2.500 horas 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ EUR 125/MWh
10 - 25 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Re 41% – 42%; Rt 26% – 29% • REE 58% – 62% • SSAA: ≈ 6,0% • Aprox. 5.800 hrs 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ 0,9 – 1,1 	<ul style="list-style-type: none"> • OPEX + COPEX de 156 k/MW para funcionamientos en torno a 4.500 horas 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ EUR 125/MWh
25 - 50 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Re 36% – 42%; Rt 29% – 31% • REE 56% – 64% • SSAA: ≈ 6% • Aprox. 5.000 hrs 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ 1,3 – 1,5 	<ul style="list-style-type: none"> • Costes fijos EUR 130 k/MW • COPEX anual EUR 11 k 	<ul style="list-style-type: none"> • ≈ EUR 125/MWh

Nota: Casi todas en Discriminación Horaria (DH)

1) siempre que suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada

Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

Limitaciones específicas al proceso de estimación de los parámetros retributivos de Cogeneración

Para la estimación de los principales parámetros de cada apartado tecnológico (horas equivalentes de funcionamiento, su repartición en autoconsumo y vertidas a la red y su valorización, rendimientos eléctricos / térmicos y REE, y costes de inversión y operativos) RBSC utilizó fuentes externas (estadísticas públicas de CNE), información proporcionada por el IDAE (ej. boletines estadísticos), y fuentes del sector.

Estando la cogeneración, en general, incorporada en procesos industriales, es necesario acceder a la contabilidad analítica y de operación / producciones de varias instalaciones para llegar al nivel de detalle necesario para esa modelación. El establecimiento de casos tipo es una aproximación al elevado número de situaciones distintas, teniendo en cuenta las anteriores limitaciones en la obtención de información.

El mix que existe de distintos modelos de operación dificulta la extracción directa de datos de las cuentas publicadas en el registro mercantil, dada la inconsistencia que hay en la inclusión de CAPEX y COPEX (inversiones recurrentes como grandes correctivos) en gastos corrientes (OPEX). Es el caso de la diferenciación entre tecnologías de cogeneración por turbina y a motor.

4.3 Solar Fotovoltaica

RBSC propone **27 casos tipo** de instalaciones que utilicen únicamente la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica (Figura 37).

Para las **instalaciones acogidas al RD 661/2007** se establecen 21 casos tipo en función de la potencia, el tipo de instalación (individual o agrupación) y el número de ejes:

- SFV1: Inst. fijas hasta 5 kW
- SFV2: Inst. de seguimiento a 1 eje hasta 5 kW
- SFV3: Inst. de seguimiento a 2 ejes hasta 5 kW
- SFV4: Inst. fijas entre 5 kW y 100 kW
- SFV5: Inst. de seguimiento a 1 eje entre 5 kW y 100 kW
- SFV6: Inst. de seguimiento a 2 ejes entre 5 kW y 100 kW
- SFV7: Inst. fijas entre 100 kW y 2 MW
- SFV8: Inst. de seguimiento a 1 eje entre 100 kW y 2 MW
- SFV9: Inst. de seguimiento a 2 ejes entre 100 kW y 2 MW
- SFV10: Inst. fijas entre 2 MW y 10 MW
- SFV11: Inst. de seguimiento a 1 eje entre 2 MW y 10 MW
- SFV12: Inst. de seguimiento a 2 ejes entre 2 MW y 10 MW
- SFV13: Agrupación de Inst. fijas entre 100 kW y 2 MW
- SFV14: Agrupación de Inst. de seguimiento a 1 eje entre 100 kW y 2 MW
- SFV15: Agrupación de Inst. de seguimiento a 2 ejes entre 100 kW y 2 MW
- SFV16: Agrupación de Inst. fijas entre 2 MW y 10 MW
- SFV17: Agrupación de Inst. de seguimiento a 1 eje entre 2 MW y 10 MW
- SFV18: Agrupación de Inst. de seguimiento a 2 ejes entre 2 MW y 10 MW
- SFV19: Agrupación de Inst. fijas entre 10 MW y 50 MW
- SFV20: Agrupación de Inst. de seguimiento a 1 eje entre 10 MW y 50 MW
- SFV21: Agrupación de Inst. de seguimiento a 2 ejes entre 10 MW y 50 MW

Para las **instalaciones acogidas al RD 1578/2008** se establecen 6 casos tipo en función de la potencia y el número de ejes:

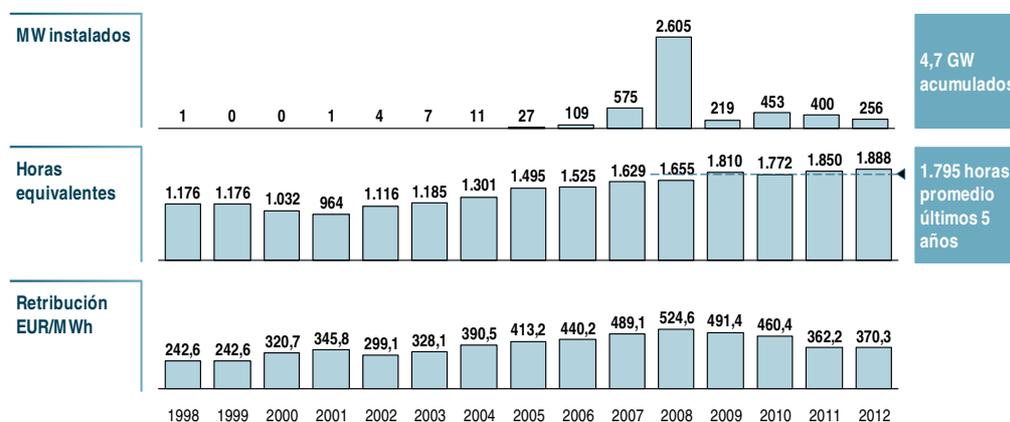
- SFV22: Instalaciones fijas hasta 20 kW
- SFV23: Instalaciones fijas entre 20 kW y 1 MW
- SFV24: Instalaciones fijas superior a 1 MW
- SFV25: Instalaciones fijas hasta 10 MW
- SFV26: Instalaciones de seguimiento a 1 eje hasta 10 MW
- SFV27: Instalaciones de seguimiento a 2 ejes hasta 10 MW

Figura 37 – Solar Fotovoltaica: casos tipo propuestos

Real Decreto	Potencia	Fija	Seguimiento 1 eje	Seguimiento 2 ejes
661/2007	P ≤ 5 kW	SFV1	SFV2	SFV3
	5 kW < P ≤ 100 kW	SFV4	SFV5	SFV6
	100 kW < P ≤ 2 MW	SFV7	SFV8	SFV9
	2 MW < P ≤ 10 MW	SFV10	SFV11	SFV12
	Ag. 100 kW < P ≤ 2 MW	SFV13	SFV14	SFV15
	Ag. 2 MW < P ≤ 10 MW	SFV16	SFV17	SFV18
	Ag. 10 MW < P ≤ 50 MW	SFV19	SFV20	SFV21
1578/2008	P ≤ 20 kW	SFV22	n.d.	n.d.
	20 kW < P ≤ 1 MW	SFV23	n.d.	n.d.
	P > 1 MW	SFV24	n.d.	n.d.
	P ≤ 10 MW	SFV25	SFV26	SFV27

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento rápido en la última década pasando de 0,7 GW de capacidad instalada en 2007 a más de 4,5 GW en 2012.

Figura 38 – Solar Fotovoltaica en España, 1998-2012



Nota: Horas y retribución a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha. MW instalados ajustados con IDAE.
Fuente: CNE; IDAE; Roland Berger Strategy Consultants

En la evolución de la capacidad instalada destaca 2008 como año en el que más capacidad se instaló puesto que más del 50% del parque solar español se puso en marcha en este año.

Figura 39 – Solar Fotovoltaica: instalaciones y MW por casos tipo

Real Decreto	Potencia	Instalaciones	Fija	Seguimiento 1 eje	Seguimiento 2 ejes
661/2007	P ≤ 5 kW	12.412	26 MW	2 MW	7 MW
	5 kW < P ≤ 100 kW	37.836	474 MW	18 MW	185 MW
	100 kW < P ≤ 2 MW	216 ¹⁾	69 MW	3 MW	12 MW
	2 MW < P ≤ 10 MW	64 ¹⁾	114 MW	5 MW	53 MW
	Ag. 100 kW < P ≤ 2 MW		527 MW	67 MW	272 MW
	Ag. 2 MW < P ≤ 10 MW		624 MW	179 MW	289 MW
	Ag. 10 MW < P ≤ 50 MW		243 MW	90 MW	80 MW
1578/2008	P ≤ 20 kW	3.482	55 MW	n.d.	n.d.
	20 kW < P ≤ 1 MW	3.606	378 MW	n.d.	n.d.
	P > 1 MW	90	193 MW	n.d.	n.d.
	P ≤ 10 MW	2.454	489 MW	129 MW	85 MW

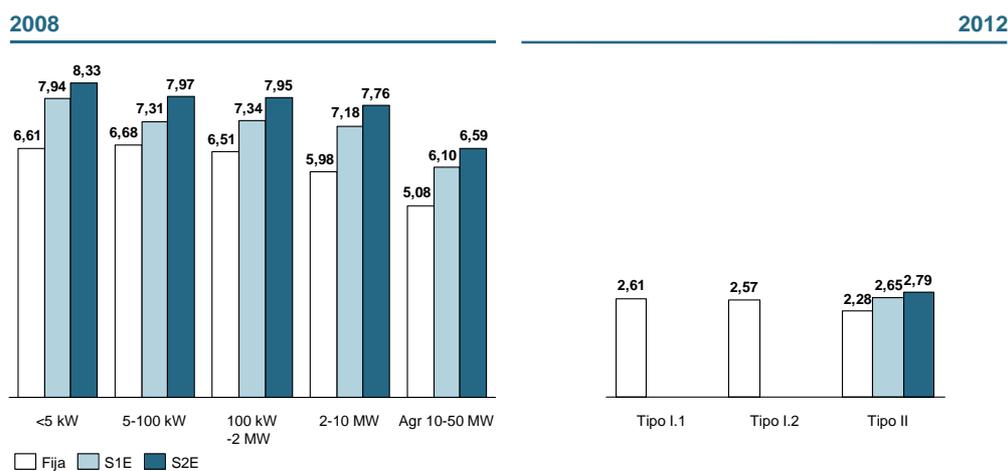
1) Incluye agrupaciones

En cuanto a la tecnología utilizada, casi el 70% de las instalaciones utilizan tecnología fija mientras que el 30% restante utiliza algún tipo de seguimiento (c. 10% seguimiento a un eje y c. 20% seguimiento a dos ejes).

Para la construcción de nuestro estándar de coste de inversión de solar fotovoltaica hemos realizado un extenso análisis de mercado, si bien el estándar descrito no sólo se basa en este último sino también en el coste típico de cada una de las partidas que lo componen.

Como se puede observar en la siguiente figura, el valor absoluto del coste de inversión ha sufrido una bajada de 2008 a 2012.

Figura 40 – FV: CAPEX 2008 y 2012 (EUR m/MWp)

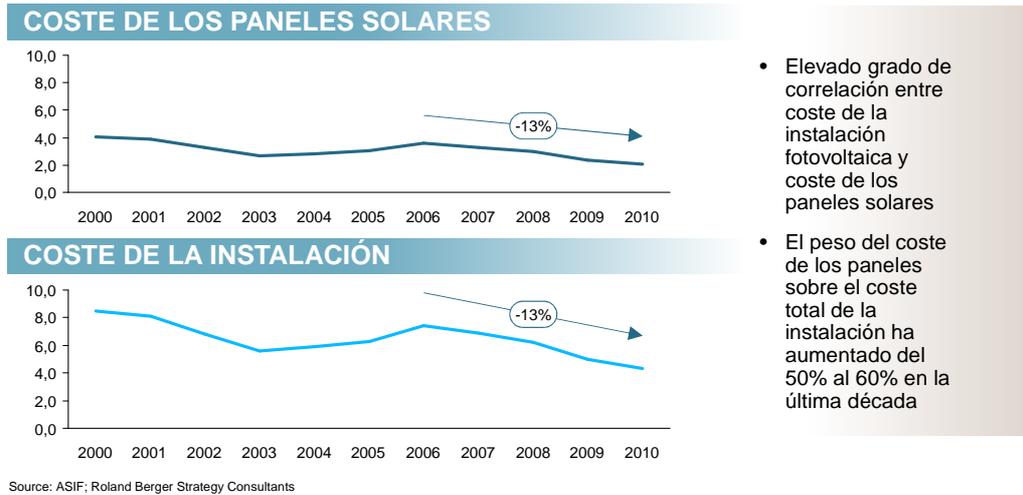


Fuente: Roland Berger Strategy Consultants

El coste de inversión de las instalaciones fijas es inferior al de aquellas instalaciones que cuentan con seguidores (de 1 y 2 ejes). Además, dicho coste tiende a disminuir a medida que aumenta la potencia de cada instalación, y tiene una elevada correlación

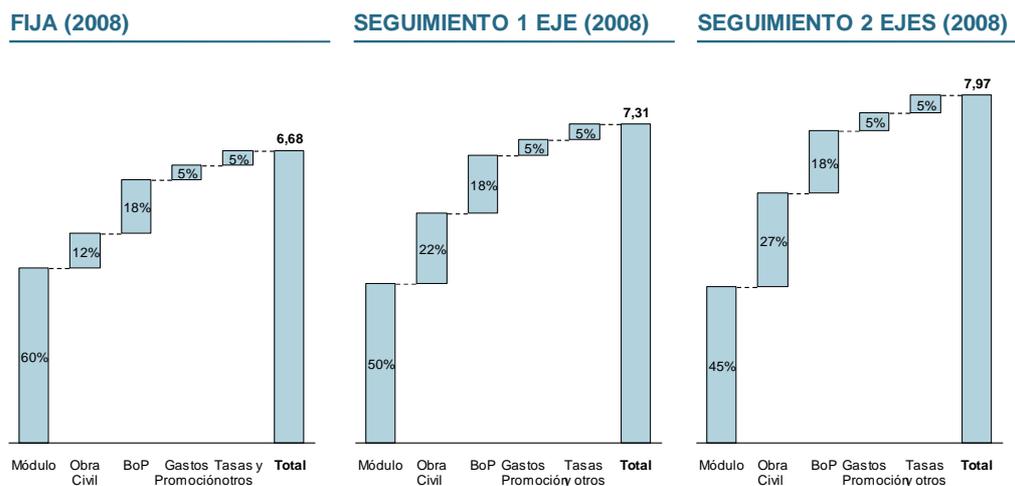
con el coste de los módulos / paneles solares y sus materias primas, especialmente polisilicio, que cuenta con un reducido número de proveedores a nivel mundial.

Figura 41 – Correlación coste de paneles solares y CAPEX, 2000-2010 (EUR m/MWp)



En lo que se refiere a los costes de inversión, se observa en la Figura 42 el desglose típico de instalaciones con potencia nominal inferior a 100 kW. Podemos ver que el componente con mayor peso, y por tanto mayor variabilidad es el módulo. Este componente pierde peso en las tecnologías con seguimiento, que, sin embargo, tienen mayor obra civil.

Figura 42 – FV: desglose de CAPEX para 5 kW-100 kW, (EUR m/MW)



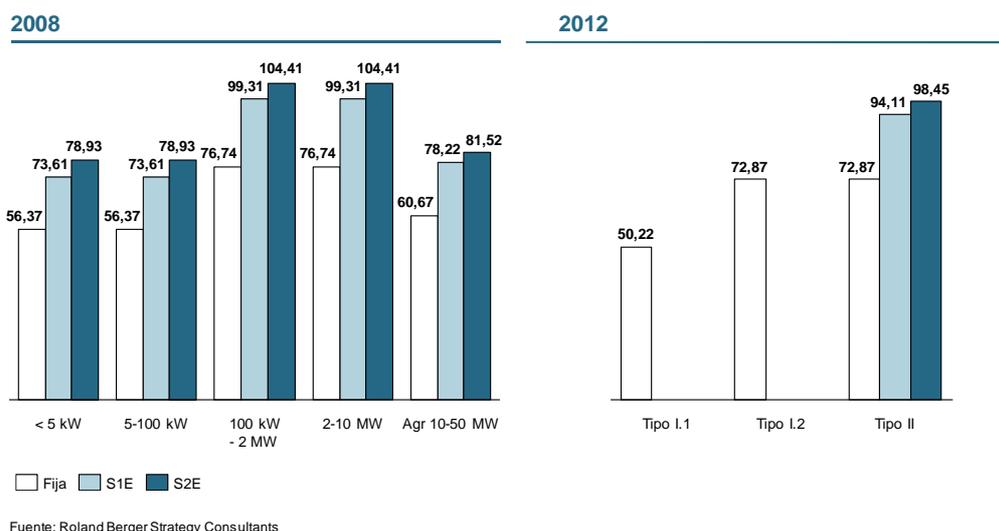
Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Para la construcción del estándar de coste de operación, hemos realizado un análisis similar al realizado para el coste de inversión. La base del análisis es el coste de

operación por MW pico de 2012, que ha sido deflactado con IPC para los años anteriores.

La siguiente figura no muestra la diferencia de coste de operación por año de puesta en marcha pero cabe mencionar que aquellas instalaciones puestas en marcha en los últimos dos años han podido negociar contratos de operación y mantenimiento más bajos que las puestas en marcha con anterioridad.

Figura 43 – FV: OPEX 2008 y 2012 (kEUR/MWp)



De la misma forma que con el coste de inversión, se puede apreciar una diferencia en el coste de operación entre las distintas tecnologías puesto que resulta más barato operar las instalaciones fijas que aquellas que cuentan con seguidores. Esto se debe a que estos últimos requieren más mantenimiento debido al desgaste de un mayor número de partes móviles.

En relación a las agrupaciones, cabe mencionar que si bien para la inversión no suelen ser más baratas que las individuales, para la operación se aprecia un descenso en su coste.

A continuación, podemos ver el desglose típico de coste de operación para instalaciones fijas del tipo 11 del RD 1578/2008. En general, la partida más representativa suele ser la de operación y mantenimiento mientras que la de seguros aumenta en tecnologías de seguimiento.

Figura 44 – FV: desglose de OPEX (kEUR/MWp)

Partida	Coste (kEUR/MWp)
> Alquileres	7,5 - 13,5
> Seguridad	0,0 - 15,0
> Seguros	5,6 - 7,8
> Consumos	1,5 - 2,1
> Administración	11,3 - 15,5
> Mantenimiento	23,5 - 32,3
> Otros	0,0 - 20,0
TOTAL	49,4 - 106,2

Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Actualmente, muchas instalaciones están sujetas a contratos de largo plazo, tanto de arrendamiento como de operación y mantenimiento (en general firmados con el promotor), con alguna indexación a la facturación de energía.

Existen tres tecnologías fotovoltaicas con seguimiento a un eje:

- Seguidores Polares y Azimutales: con una ganancia de aproximadamente un 25% sobre una instalación fija
- Seguidores Horizontales: con una ganancia de aproximadamente un 14% sobre una instalación fija

Nuestro análisis no distingue entre las distintas tecnologías de seguimiento a un eje (debido a la inexistencia de una muestra estadística con volumen suficiente), por lo que nuestro estándar de coste de inversión no refleja el aumento del mismo en función del aumento de rendimiento que se observa al utilizar los seguidores polares o azimutales.

Figura 45 – FV: CAPEX 1994-2012 (EUR m/MWp)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Individual																			
Fija																			
<5KW	-	-	-	-	-	-	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52	6,25	6,61				
5KW - 100KW	-	-	-	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	6,20	6,40	6,68				
100KW - 2MW	6,51	-	-	-	-	-	-	-	6,51	-	-	6,51	-	6,51	6,51				
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,44	5,98				
S1E																			
<5KW	-	-	-	-	-	-	-	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,81	7,94				
5KW - 100KW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,25	7,25	7,25	7,28	7,31				
100KW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,34	-	7,34				
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,18				
S2E																			
<5KW	-	-	-	-	-	-	-	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,78	8,33				
5KW - 100KW	-	-	-	-	-	-	-	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,62	7,97				
100KW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,95				
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,76				
Agrupación																			
Fija																			
100KW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,85	5,85	5,85	5,85	6,68	6,51				
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,18	5,18	5,18	5,44	5,98				
10MW - 50MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,62	5,08				
S1E																			
100KW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	7,15	7,15	7,15	7,15	7,24	6,95	7,34				
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,21	-	-	6,21	6,53	7,18				
10MW - 50MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,55	6,10				
S2E																			
100KW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,47	7,47	7,47	7,85	7,95				
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,72	7,05	7,76				
10MW - 50MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,59				
Prefo																			
Tipo I																			
< 20 kW																4,36	4,14	3,72	2,61
20kW - 1 MW																4,31	4,10	3,69	2,58
1 MW - 2 MW																-	4,06	3,65	2,55
Tipo II																			
< 10 MW																4,04	3,84	3,25	2,28
< 10 MW																4,85	4,61	3,79	2,65
< 10 MW																5,10	4,84	3,98	2,79

Figura 46 – FV: OPEX 1994-2012 (KEUR/MWp)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
RD 661/2007 Individual																			
Fija	-	-	-	-	-	-	44,26	45,46	47,27	48,51	50,07	51,94	53,33	55,58	56,37	56,82	58,52	59,91	61,63
<5KW	-	-	-	-	-	-	44,26	45,46	47,27	48,51	50,07	51,94	53,33	55,58	56,37	56,82	58,52	59,91	61,63
5KW - 100kW	-	-	40,79	41,37	42,57	44,26	44,26	45,46	47,27	48,51	50,07	51,94	53,33	55,58	56,37	56,82	58,52	59,91	61,63
100kW - 2MW	50,56	52,74	54,43	55,53	56,31	57,95	60,25	61,88	64,35	66,03	68,16	70,70	72,59	75,65	76,74	77,35	79,66	81,55	83,89
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75,65	76,74	77,35	79,66	81,55	83,89
S1E	-	-	-	-	-	-	-	59,35	61,73	63,34	65,38	67,82	69,63	72,57	73,61	74,19	76,41	78,23	80,47
<5KW	-	-	-	-	-	-	-	59,35	61,73	63,34	65,38	67,82	69,63	72,57	73,61	74,19	76,41	78,23	80,47
5KW - 100kW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65,38	67,82	69,63	72,57	73,61	74,19	76,41	78,23	80,47
100kW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93,94	97,91	100,10	103,09	106,55	108,57	108,57
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99,31	100,10	103,09	106,55	108,57
S2E	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104,41	105,24	108,39	110,96	114,15
<5KW	-	-	-	-	-	-	-	63,64	66,19	67,91	70,10	72,72	74,66	77,81	78,93	79,55	81,93	83,88	86,28
5KW - 100kW	-	-	-	-	-	-	-	63,64	66,19	67,91	70,10	72,72	74,66	77,81	78,93	79,55	81,93	83,88	86,28
100kW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104,41	105,24	108,39	110,96	114,15
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104,41	105,24	108,39	110,96	114,15
RD 661/2007 Agrupación																			
Fija	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,71	69,90	72,51	74,44	77,58	78,70	79,32	81,69	83,63	86,03
100kW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,71	69,90	72,51	74,44	77,58	78,70	79,32	81,69	83,63	86,03
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70,70	72,59	75,65	76,74	77,35	79,66	81,55	83,89	86,33
10MW - 50MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59,81	60,67	61,15	62,98	64,48	66,33
S1E	-	-	-	-	-	-	-	-	85,44	87,66	90,49	93,87	96,38	100,44	101,88	102,69	105,76	108,28	111,38
100kW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	85,44	87,66	90,49	93,87	96,38	100,44	101,88	102,69	105,76	108,28	111,38
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85,45	88,21	91,50	93,94	97,91	99,31	100,10	103,09	106,55	108,57
10MW - 50MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77,12	78,22	78,85	81,20	83,13	85,52
S2E	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95,22	98,77	101,41	105,69	107,20	108,05	111,28	113,93	117,20
100kW - 2MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95,22	98,77	101,41	105,69	107,20	108,05	111,28	113,93	117,20
2MW - 10MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98,77	102,94	104,41	105,24	108,39	110,96	114,15
10MW - 50MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81,52	82,17	84,62	86,64	89,12
RD 1578/2008																			
Tipo I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<20 kW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,30	47,69	48,82	50,22
20kW - 1 MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,19	69,19	70,84	72,87
1 MW - 2 MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,19	69,19	70,84	72,87
Tipo II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
II FUJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,19	69,19	70,84	72,87
II S1E	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86,77	89,36	91,48	94,11
II S2E	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90,77	93,48	95,70	98,45

4.4 Solar Termoeléctrica

Se establecen **6 casos tipo** de instalaciones que utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar (como energía primaria), en electricidad (Figura 47):

- STE1: Inst. cilindro parabólicas sin almacenamiento
- STE2: Inst. cilindro parabólicas con almacenamiento
- STE3: Inst. torre sin almacenamiento (singulares)
- STE4: Inst. torre con almacenamiento (singulares)
- STE5: Inst. fresnel (singulares)
- STE6: Inst. disco (singulares)

Las instalaciones termoeléctricas se dividen principalmente en 4 tecnologías (cilindro parabólica, torre, fresnel e híbrida) que a su vez pueden contar o no con almacenamiento de energía.

Figura 47 – Solar Termoeléctrica: casos tipo propuestos

Tecnología	Sin almacenamiento	Con almacenamiento
Cilindro Parabólica	STE1	STE2
Torre	STE3	STE4
Fresnel	STE5	n.d.
Híbrida	STE6	n.d.

Figura 48 – Solar Termoeléctrica: instalaciones y MW por casos tipo, 2012

Tecnología	Sin almacenamiento	Con almacenamiento
Cilindro Parabólica	1.322 MW (24)	949 MW (13)
Torre	31 MW (2)	67 MW (1)
Fresnel	31 MW (1)	n.d.
Híbrida	0 MW (1)	n.d.

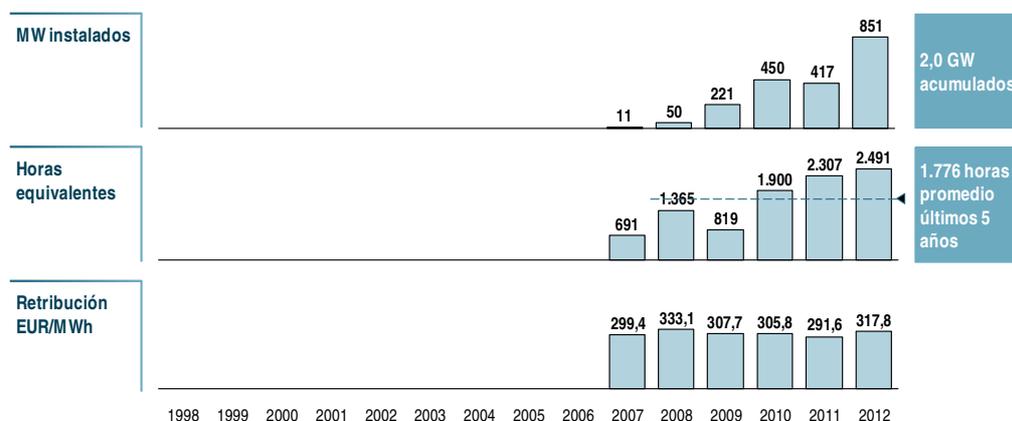
Nota: MW (# instalaciones)

La tecnología solar termoeléctrica es relativamente reciente en comparación con el resto de tecnologías dentro del régimen especial. A pesar de ello, actualmente hay un total de 50 instalaciones que generan energía utilizando esta tecnología y suman 2,3 GW de capacidad instalada, casi un 6% del parque renovable en régimen especial.

A pesar de que la regulación no hace distinciones entre las distintas tecnologías de generación termoeléctrica, en este apartado se detalla el estándar para la tecnología cilindro-parabólica con y sin almacenamiento debido a que 44 de las 50 instalaciones (datos de 2013) pertenecen a uno de estos dos tipos.

Las tecnologías de torre con y sin almacenamiento (3 instalaciones), fresnel (2 instalaciones) e híbrida (1 instalación) son consideradas como singulares en este informe y vienen detalladas en el apartado "3.9 Instalaciones singulares".

Figura 49 – Solar Termoeléctrica en España, 1998-2012

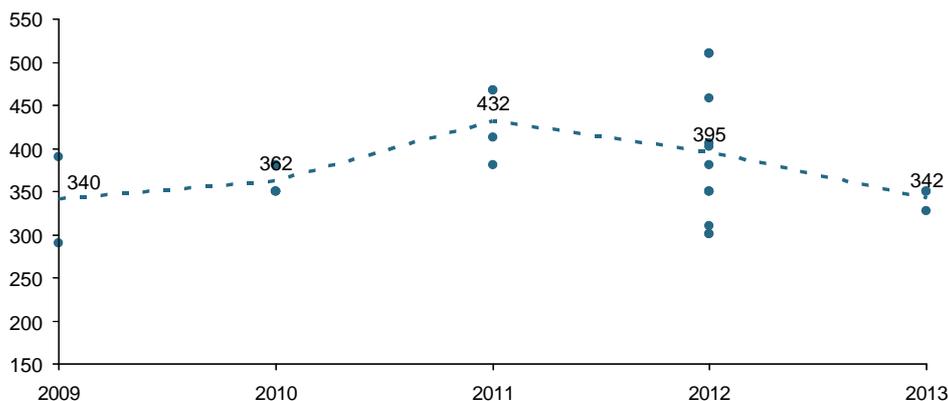


Nota: Horas y retribución a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha. MW instalados ajustados con IDAE.
Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

La mayor parte de la potencia termoeléctrica instalada desde 2007 corresponde a la tecnología cilindro-parabólica y todas sus centrales tienen una potencia nominal de 50 MW. La solar termoeléctrica en general ha tenido un crecimiento rápido, especialmente en 2012, cuando se instaló aproximadamente el doble de potencia que en el año anterior.

Adicionalmente, se ha visto una tendencia hacia campos solares de mayor superficie a excepción de las instalaciones con puesta en marcha en 2013 como se puede ver en las siguientes gráficas.

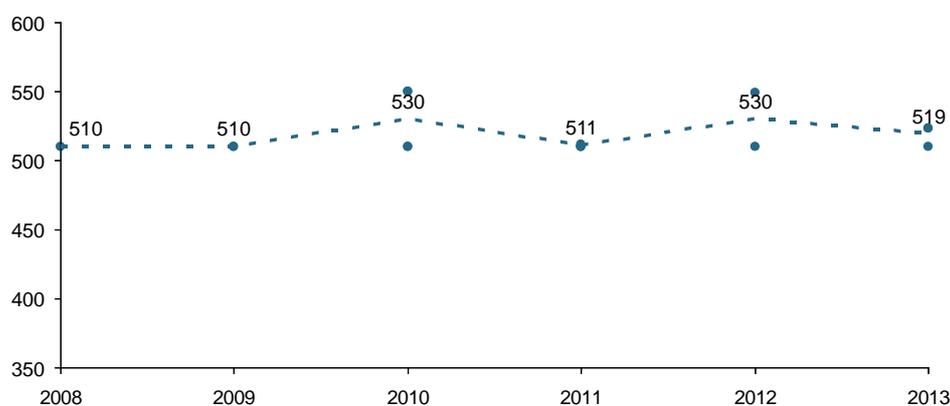
Figura 50 – CCP sin almacenamiento: campo solar, 2009-2013 (miles m²)



Fuente: Registro Mercantil; Entrevistas al sector; Roland Berger Strategy Consultants

Para las centrales con tecnología cilindro-parabólica sin almacenamiento, esta tendencia ha pasado de estar cerca de los 350.000 metros cuadrados por instalación en 2009 a más de 430.000 metros cuadrados en 2011. En las centrales con puesta en marcha en 2013 se ha vuelto a los niveles de 2009.

Figura 51 – CCP con almacenamiento: campo solar, 2009-2013 (miles m²)



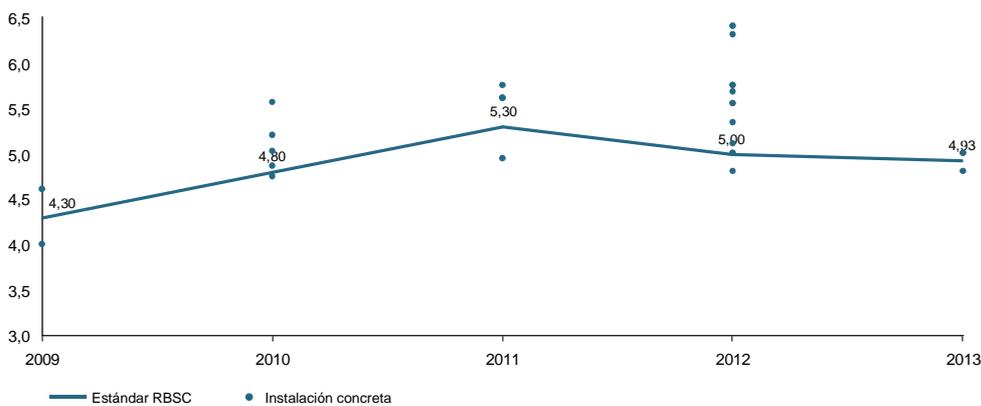
Fuente: Registro Mercantil; Entrevistas al sector; Roland Berger Strategy Consultants

La evolución del tamaño del campo solar en las centrales cilindro-parabólicas con almacenamiento ha sido más estable con una superficie en torno a 510.000 metros cuadrados por central.

Las siguientes gráficas muestran el resultado de un análisis del mercado solar termoelectrico cilindro-parabólico con y sin almacenamiento, que ha sido complementado con el coste típico de cada una de las partidas del coste de inversión para concretar nuestra estimación de coste.

Todas las centrales termoelectricas sin almacenamiento tienen una capacidad instalada de 50 MW y un CAPEX medio que va desde los 4,3 a los 5,6 millones de euros por MW. Sin embargo, el criterio utilizado para el cálculo del estándar es el de eficiencia y no el de la media observada en el mercado.

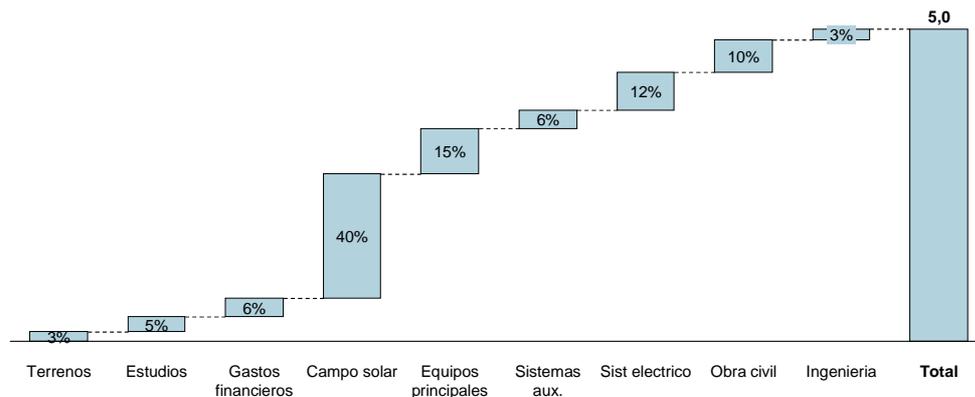
Figura 52 – CCP sin almacenamiento: CAPEX, 2009-2013 (EUR m/MW)



Fuente: Registro Mercantil; Entrevistas al sector; Roland Berger Strategy Consultants

Típicamente, el desglose del coste de inversión de una central cilindro-parabólica sin almacenamiento es el observado en la siguiente gráfica (ver Figura 53). La partida con mayor peso es la del campo solar, que supone cerca de un 40% del coste total de la planta. El resto de costes es más homogéneo siendo las partidas de equipos principales y sistema eléctrico algo superiores (12%-15%).

Figura 53 – CCP sin almacenamiento: desglose de CAPEX, 2012 (EUR m/MW)

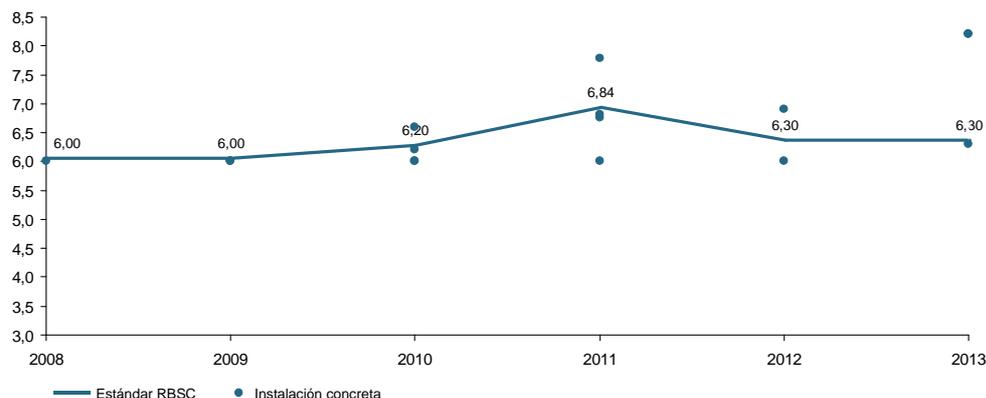


Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Existe un conjunto de centrales que cuenta con soluciones de almacenamiento de energía, que requieren una inversión adicional. Todas las centrales termoeléctricas cilindro-parabólicas con almacenamiento tienen una capacidad instalada de 50 MW y un CAPEX medio anual que va desde los 6,0 a los 7,6 millones de euros por MW.

Debido a la existencia de menos dispersión del coste de inversión que en aquellas que no tiene almacenamiento, el coste de inversión estándar coincide con el coste medio observado en el mercado a excepción de 2013.

Figura 54 – CCP con almacenamiento: CAPEX, 2008-2013 (EUR m/MW)

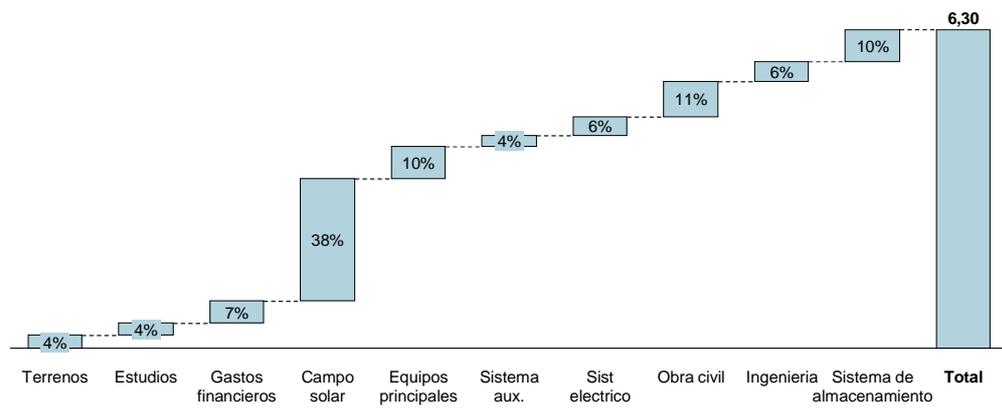


Fuente: Registro Mercantil; Entrevistas al sector; Roland Berger Strategy Consultants

Las principales diferencias en el coste con respecto a la misma tecnología sin almacenamiento radican en que el sistema de almacenamiento requiere la construcción de tanques de almacenamiento, intercambiadores de calor y bombas, un mayor campo solar (de un 40% a un 50% superior al de una central sin almacenamiento) y mayor número de lazos (unos 150 vs 100 cuando no hay almacenamiento).

Típicamente, el desglose del coste de inversión de una central cilindro-parabólica con almacenamiento es el observado en la siguiente grafica (ver Figura 55). La partida con mayor peso es la del campo solar, que supone un 38% del coste total de la planta. El resto de costes es más homogéneo siendo las partidas de equipos principales y obra civil algo superiores (~10%). La principal diferencia con las anteriores es el coste añadido del sistema de almacenamiento que supone un 10% del coste total de inversión.

Figura 55 – CCP con almacenamiento: desglose de CAPEX, 2012 (EUR m/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

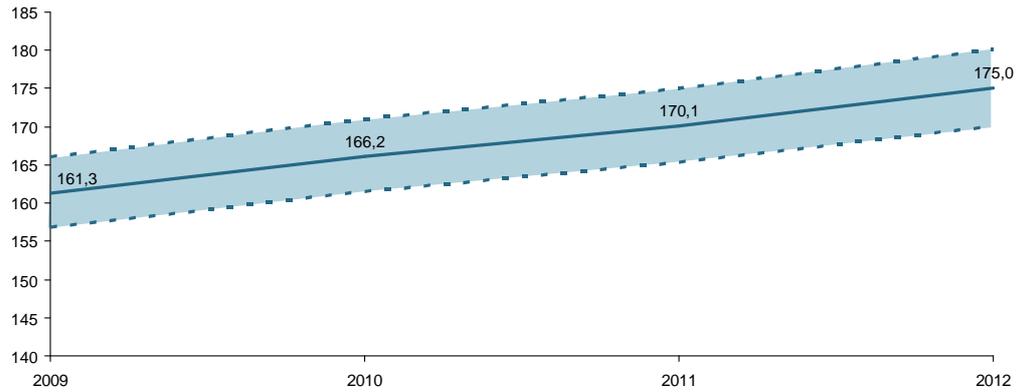
Cabe mencionar que, en algunos casos, el coste de inversión en la fecha de puesta en marcha puede ser inferior al real debido a la sustitución de grandes componentes con posterioridad a esa fecha. En cuanto al coste de operación, éste es sensiblemente mayor en las centrales con almacenamiento que en aquellas que no tienen (en valor absoluto y no por MWh). Sin embargo, las partidas que componen dicho coste son las mismas para ambas: operación y mantenimiento, seguros, autoconsumo, gas, tasas y otros.

De igual forma, hay una importante variabilidad en los costes de inversión entre plantas. Como factores relevantes apuntamos el reducido número proveedores especializados de espejos parabólicos y tubos, la variedad de modelos de construcción/EPC (ingeniería propia vs externa).

Sería importante remarcar que no hemos observado una reducción progresiva del coste de inversión de las centrales cilindro-parabólicas que resultaría de la aplicación de una curva de aprendizaje.

En lo que se refiere al coste de operación (con independencia del año de puesta en marcha), en las siguientes gráficas se puede observar su desglose para las centrales cilindro-parabólicas con y sin almacenamiento.

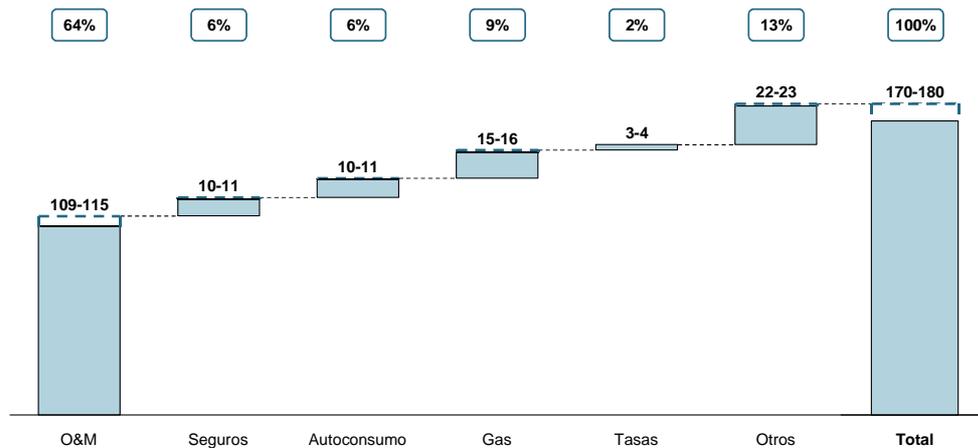
Figura 56 – CCP sin almacenamiento: OPEX, 2008-2013 (kEUR/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

El coste medio de operación de una central cilindro-parabólica sin almacenamiento ha aumentado de los 165 hasta los 175 mil euros por MW.

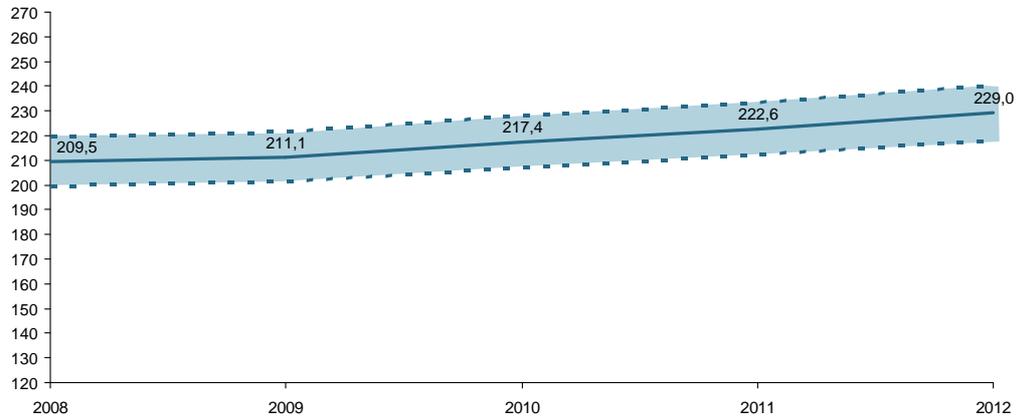
Figura 57 – CCP sin almacenamiento: desglose de OPEX (kEUR/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

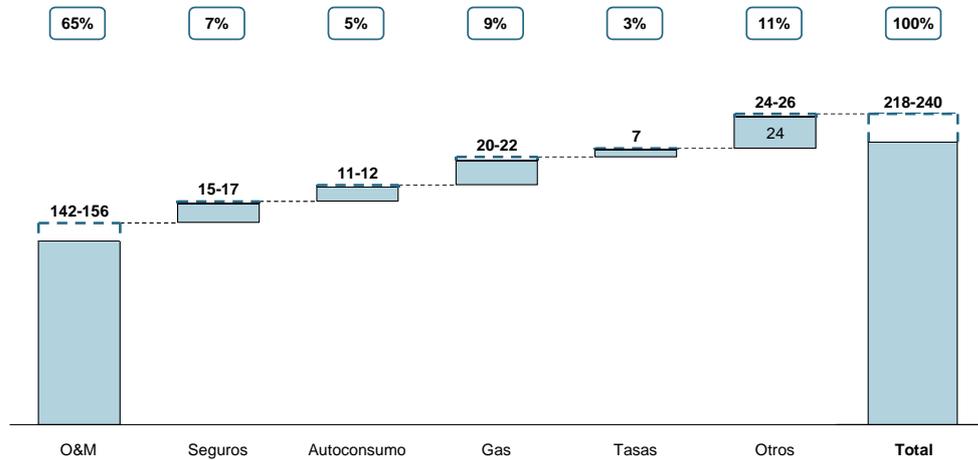
El coste medio de operación de una central cilindro-parabólica con almacenamiento ha aumentado de los 212 hasta los 229 mil euros por MW.

Figura 58 – CCP con almacenamiento: OPEX, 2008-2013 (kEUR/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 59 – CCP con almacenamiento: desglose de OPEX (kEUR/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Hay que destacar que existe una reciente limitación de la generación con gas. Hasta 2013, esta limitación era del 15% y estaba primada mientras que a partir de 2013 se mantiene la limitación pero sin prima. La generación con gas permite que las centrales sigan funcionando cuando las condiciones normales no lo permitirían por lo que las plantas termoeléctricas seguirán quemando gas por motivos de seguridad y operación si bien se estima que el coste total de operación por este concepto baja, especialmente en las centrales con almacenamiento.

Cabe mencionar la complejidad de establecer un estándar de costes de operación para estas tecnologías puesto que en dicho coste influyen diversas variables que causan elevada dispersión en los mismos:

- **Alquiler:** algunas centrales tienen el terreno en propiedad mientras que otras lo tienen en alquiler. Por ello, en las primeras habrá un coste de inversión mayor y uno de operación menor y para las segundas se daría el caso contrario.
- **Imputación de las infraestructuras de evacuación:** cuando existe una en lugar de varias o cuando se van incorporando nuevas a las existentes.
- **Costes del agua:** algunas centrales disfrutaban de concesiones de río baratas mientras que otras tienen concesiones caras de acuíferos de regadío. Además, cada central tiene diferentes necesidades de las instalaciones de tratamiento de agua.
- **Gas:** cada central tiene una estrategia diferente para el consumo de gas y distintos costes de gas natural (gas de tubería vs de camiones).
- **Operación y mantenimiento:** existen diferentes estrategias de limpieza del campo solar, que a su vez, dependen de la acumulación de suciedad de cada emplazamiento. En relación al mantenimiento especializado de turbina, el alcance del contrato con el fabricante de la turbina de vapor puede acarrear oscilaciones de hasta un 50% en este apartado. Esto puede variar entre unas plantas y otras en función de las exigencias del banco a la hora de financiar y la capacitación técnica anterior del propietario.

Además, cada central tiene distintas políticas de repuestos, previsión de *overhauls* (mantenimientos mayores), alcance de los subcontratos de O&M y proporción respecto a la plantilla propia con distintos costes de personal.
- **Costes de vigilancia ambiental:** suelen estar ligados al emplazamiento y a las exigencias de la DIA.
- **Liquidaciones de desvíos:** en centrales sin agente se contabiliza toda la oferta como producción con su correspondiente ingreso y luego se anota como compra (que aparece como gastos de operación) la diferencia no producida.

4.5 Hidroeléctrica (< 50 MW)

RBSC propone **3 casos tipo** de instalaciones que utilicen saltos o corrientes de agua para la producción de electricidad por debajo de los 50 MW (Figura 60):

- HID1: Instalaciones hasta 10 MW y de tipo fluyente
- HID2: Instalaciones superiores a 10 MW y de tipo pie de presa
- HID3: Instalaciones entre 10 MW y 50 MW

Los casos tipo para esta tecnología se han definido en línea con lo establecido para los grupos b.4 y b.5 en el borrador del nuevo Real Decreto, partiendo por potencia y tipo de instalación.

Figura 60 – Hidroeléctrica: casos tipo propuestos

Potencia	Fluyente	Pie de presa
P ≤ 10 MW	HID1	HID2
10 MW < P ≤ 50 MW		HID3

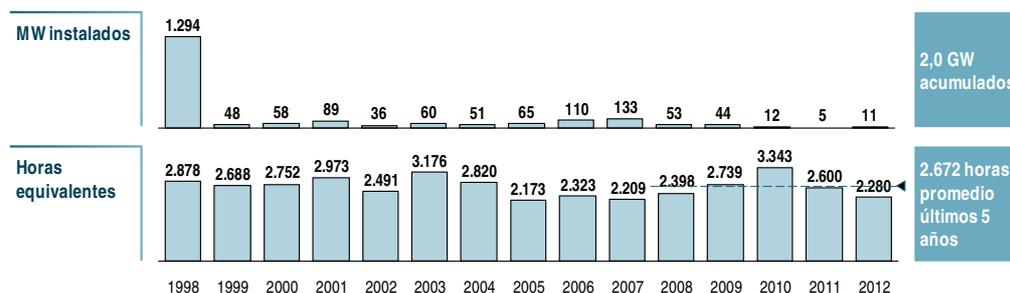
Figura 61 – Hidroeléctrica: instalaciones y MW por casos tipo, 2012

Potencia	Fluyente	Pie de presa
P ≤ 10 MW	1.109 MW (818)	277 MW (205)
10 MW < P ≤ 50 MW		647 MW (35)

Nota: MW (# instalaciones)

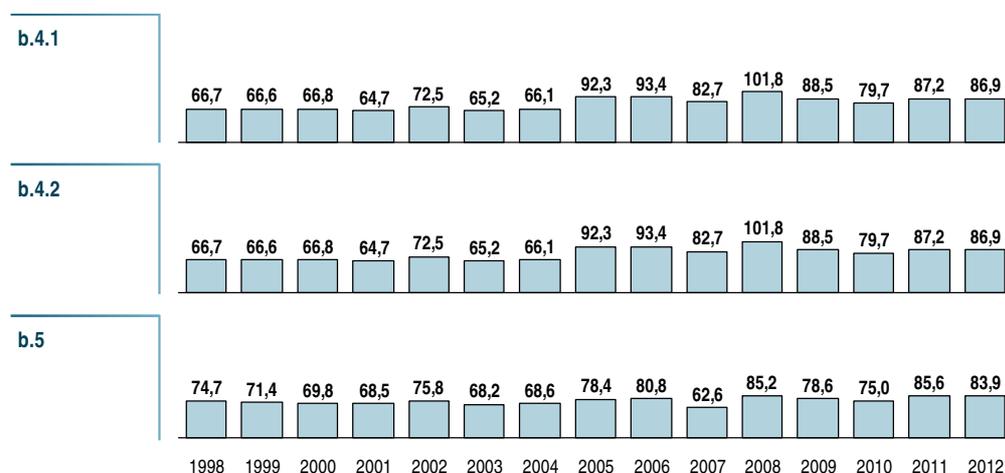
La tecnología hidroeléctrica es la tecnología más antigua de todas las que entran dentro del régimen especial. En la última década, únicamente se han construido cerca de 585 MW nuevos de hidroeléctrica, debido a las restricciones medioambientales y a los incentivos disponibles.

Figura 62 – Hidroeléctrica en España, 1998-2012 (MW y horas equivalentes)



Nota: Horas a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha. MW instalados ajustados con IDAE.
Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 63 – Hidroeléctrica en España, 1998-2012 (Retribución EUR/MWh)



Nota: Retribución a modo representativo y ajustados con el IDAE. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha.
Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Como la tecnología más antigua dentro del régimen especial, la hidroeléctrica se considera madura. La configuración del salto es la principal variable a la hora de determinar la inversión puesto que la elección de uno u otro influye tanto en la determinación de la solución de ingeniería más adecuada para cada caso como en su coste.

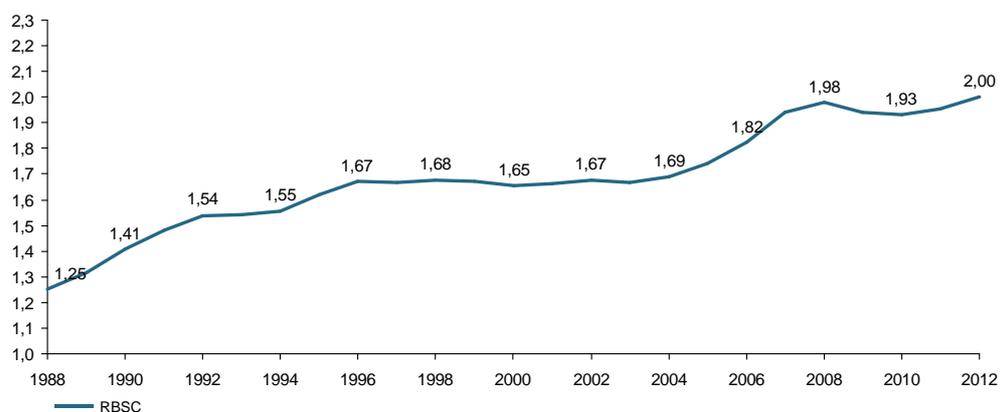
Desde el año 2000, se ha producido una mejora tecnológica en las turbinas que ha abaratado su coste al ser más compactas, simples y fiables. La cuestión principal en el establecimiento de un estándar es la inmensa variabilidad de ubicaciones, edad media e infraestructura necesaria, con impacto en costes de inversión y operación.

Además, los procesos de aprobación son largos (de 6 a 10 años) y complicados dadas las restricciones existentes a la hora de obtener una licencia. Esto ha llevado a la reutilización de antiguos saltos (ej. centrales a pie de presa repotenciadas) como alternativa a la creación de nuevas centrales.

Por otro lado, algunas centrales no han incluido en su coste de inversión los gastos relacionados con la gestión de terrenos o la construcción de infraestructuras adicionales necesarias (ej. líneas de evacuación o canales). Dichos costes podrían alterar sensiblemente el coste de inversión total. Cabe mencionar que la denominada micro-hidroeléctrica, de reducidos saltos y potencias (hasta 250-500 kW), sufre de un fuerte efecto de subescala a la hora de determinar inversiones, pudiendo incrementar significativamente (factor de 2x – 3x) los valores estándar propuestos.

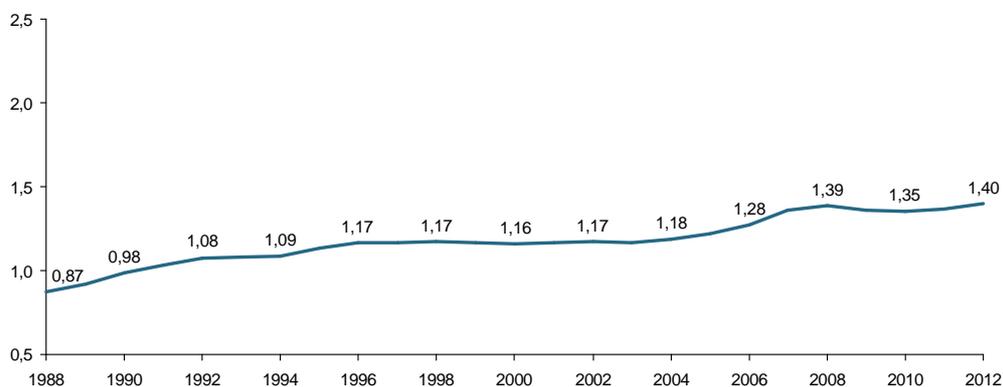
En las siguientes figuras se puede observar la evolución del coste de inversión para cada uno de los tipos de central hidroeléctrica, y el respectivo desglose (ilustrativo):

Figura 64 – Hidroeléctrica b.4.1: CAPEX, 1988-2012 (EUR m/MW)



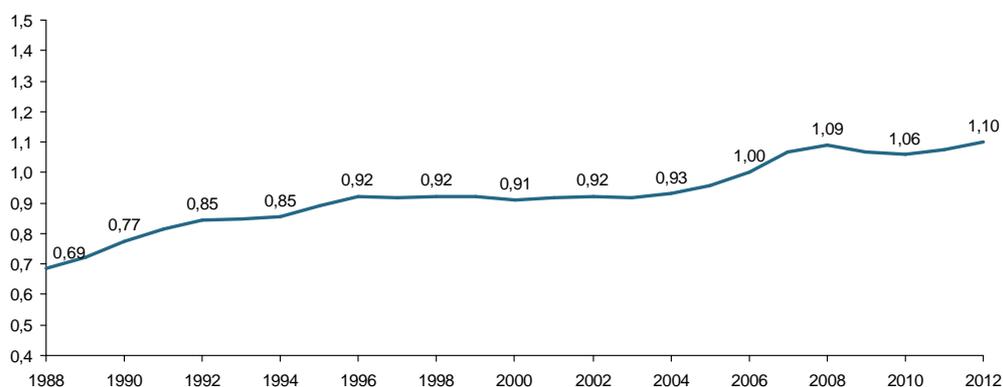
Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 65 – Hidroeléctrica b.4.2: CAPEX, 1988-2012 (EUR m/MW)



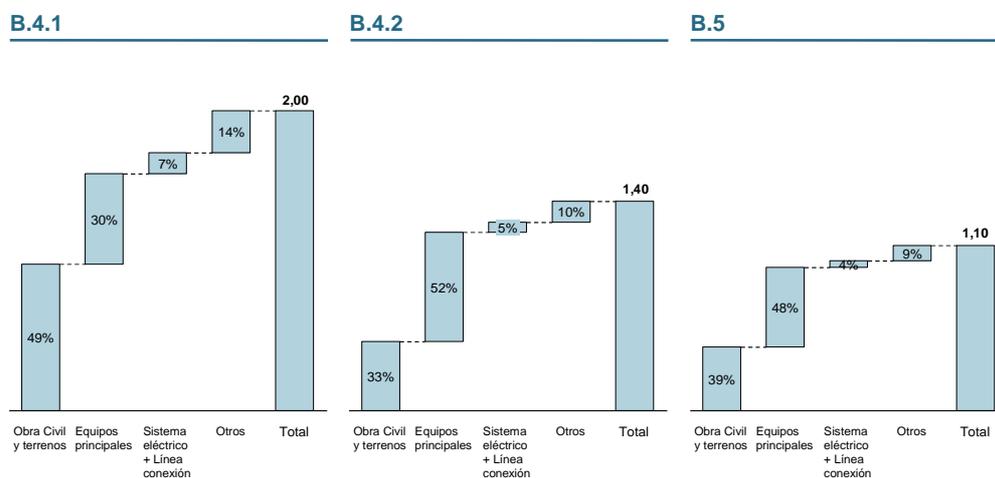
Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 66 – Hidroeléctrica b.5: CAPEX, 1988-2012 (EUR m/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector, Roland Berger Strategy Consultants

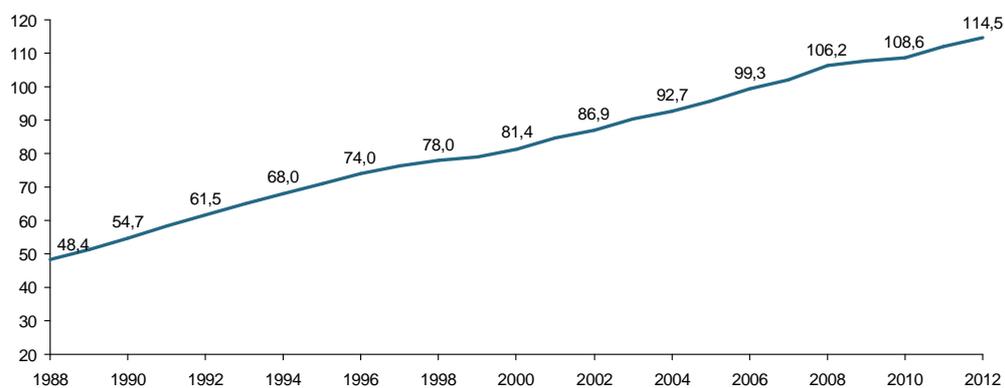
Figura 67 – Hidroeléctrica: desglose CAPEX, 2012 (EUR m/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector, Roland Berger Strategy Consultants

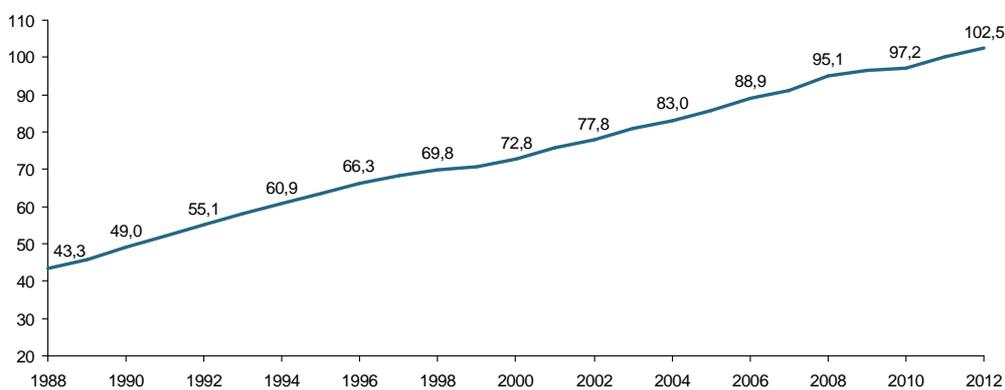
Los costes operativos presentan variabilidad entre las distintas instalaciones y dependen del enfoque del inversor. Si el inversor se centra en la obtención de un margen, intentará minimizar el coste de operación y mantenimiento mientras que éste será más elevado si el inversor pretende maximizar la vida útil del activo. Asimismo, también existe una relevante variabilidad en las horas equivalentes de funcionamiento de una central a otra.

Figura 68 – Hidroeléctrica b.4.1: OPEX, 1988-2012 (kEUR/MW)



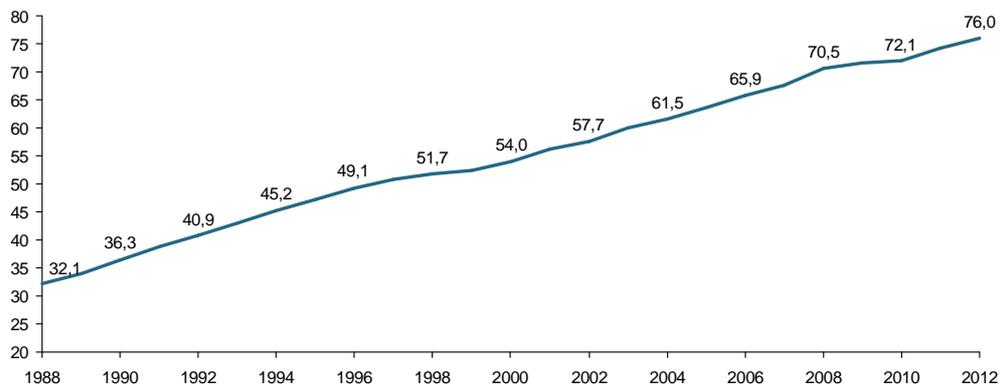
Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 69 – Hidroeléctrica b.4.2: OPEX, 1988-2012 (kEUR/MW)



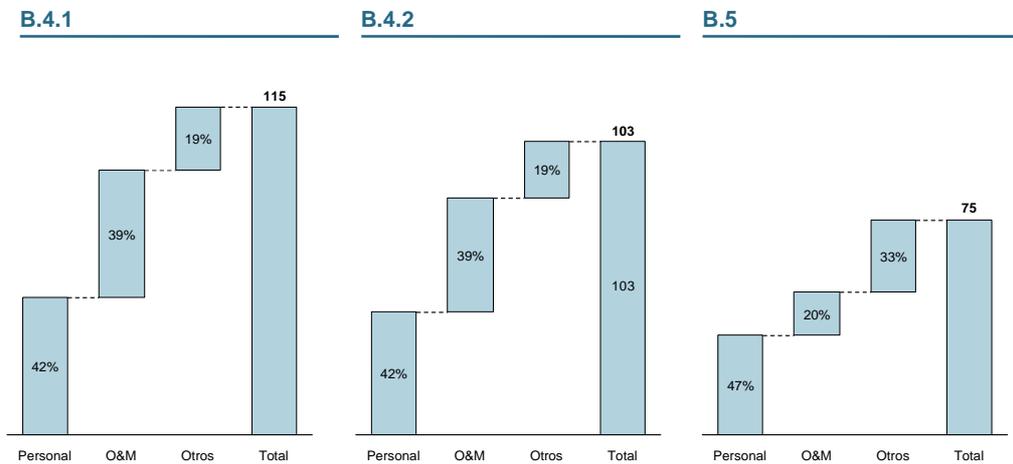
Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 70 – Hidroeléctrica b.5: OPEX, 1988-2012 (kEUR/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 71 – Hidroeléctrica: desglose OPEX (kEUR/MW)



Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Los ingresos vienen determinados tanto por el modo de operación (pie de presa o fluyente) como por las horas de funcionamiento. Estas últimas, a su vez, están condicionadas por la imposición de caudales ecológicos por parte de las cuencas hidrográficas. Adicionalmente, este tipo de generación depende de variaciones cíclicas a lo largo de varios años (entre 2 y 10), estacionales e incluso diarias.

A su vez, es importante señalar que muchas de las centrales existentes son concesiones públicas con exigencia de condiciones de las que va a depender el retorno económico de los activos. Ejemplos:

- Obligación de devolución del bien público en perfectas condiciones al final de la concesión.

- Fuerte variación de cánones exigidos al concesionario (del 0% hasta el 33% de los ingresos con varios modelos: como porcentaje de facturación, por MWh, fijo, combinación, etc).

Debido a la distorsión que genera esto último en el cálculo de rentabilidad de proyecto, se ha excluido explícitamente de nuestro análisis todo canon hidrográfico. La rectificación de dichas distorsiones tendría que ser objeto de una compensación adicional como resultado de la aplicación de un criterio de equivalencia de centrales.

Otra excepción en nuestros cálculo es la reciente exigencia de demolición al final de la vida útil del proyecto, pendiente de internalizarse en las cuentas de cada activo (ej. vía provisiones adicionales).

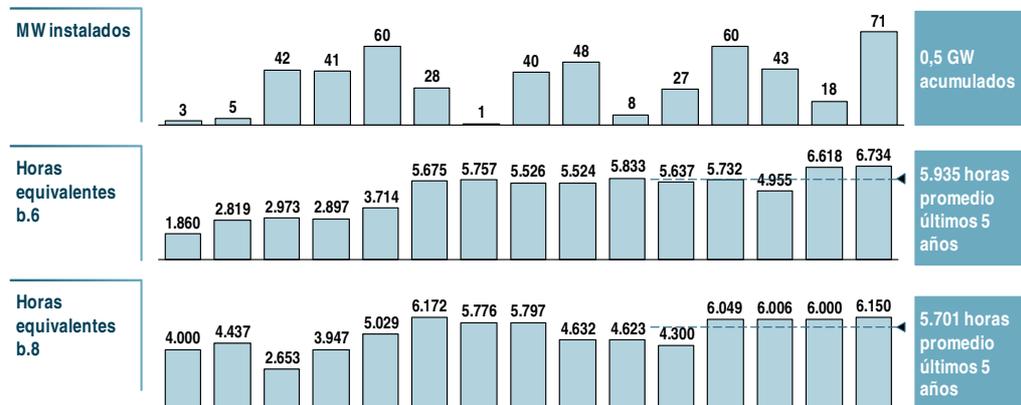
4.6 Biomasa

En la categoría de biomasa estarán incluidas todas aquellas instalaciones que utilicen como combustible principal la biomasa procedente de actividades silvícolas, agrícolas y ganaderas. Se proponen **2 casos tipo**:

- BIO1: Instalaciones que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes (212 MW; 25 instalaciones).
- BIO2: Instalaciones que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal (177 MW; 20 instalaciones).

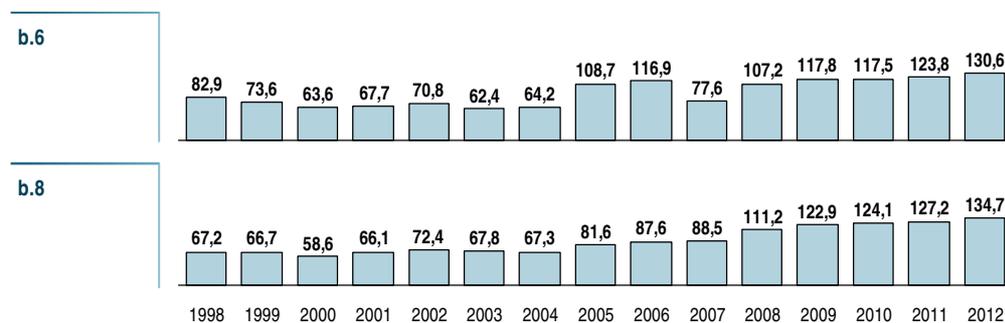
La biomasa sigue teniendo un peso muy limitado dentro del mix de renovables. Ni el régimen retributivo establecido por el Real Decreto 436/2004, ni el del Real Decreto 661/2007 han logrado un incremento significativo de estas plantas – desde 2007 únicamente se han instalado ~340 MW de biomasa.

Figura 72 – Biomasa en España, 1998-2012 (MW y horas equivalentes)



Nota: Horas y retribución a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha. MW instalados ajustados con IDAE.
Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 73 – Biomasa en España, 1998-2012 (Retribución EUR/MWh)



Nota: Retribución a modo representativo y ajustados con el IDAE. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha.

Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

En España, existe una gran variedad de instalaciones de generación que utilizan como insumo principal la biomasa de madera o residuos agrícolas, por ejemplo. A día de hoy, esta tecnología tiene una función importante en el aprovechamiento / tratamiento de la biomasa local (ej. limpieza de bosques y zonas verdes) – pero la industria está teniendo problemas en la obtención de biomasa no procesada, por menor escala y la profesionalización de los proveedores.

Uno de los puntos críticos para la viabilidad económica de las plantas de biomasa es la disponibilidad de biomasa local – hasta un radio de 50-100 km (sin FFCC) – a precios y costes de transporte accesibles en relación al coste de oportunidad de generación con combustibles fósiles.

La tecnología de la biomasa se puede considerar como una tecnología relativamente madura, que ha experimentado una mejora en los niveles de eficiencia a lo largo de los últimos 10-15 años. También existen otras a nivel experimental como las plantas de gasificación (consideradas dentro de plantas singulares).

El modelo de negocio de biomasa normalmente presenta riesgos para los operadores:

- de volumen, por disponibilidad de la materia prima.
- de precio, siendo variaciones de +/-30% comunes en el mismo periodo para la biomasa, lo cual representa aproximadamente la mitad del coste de generación.

Subgrupo b.6: Instalaciones que utilicen como combustible principal biomasa agroforestal

Se presenta un caso tipo de turbina de 20 MW, con factor de utilización del 89% y autoconsumo del 12%:

- CAPEX: 3,3 millones de euros por MW (excluye servicios auxiliares: condensador y desgasificador):
 - Caldera de biomasa de lecho fluido: 1,3 millones de euros por MW
 - Turbina de condensación: 0,6 millones de euros por MW
 - Tratamiento biomasa y BoP: 1,0 millones de euros por MW
 - EPC: 0,4 millones de euros por MW
- Insumos (grado de humedad: 40%):
 - Residuos forestales: 69 – 76 euros por MWhe (inc. 67% de materia prima, 33% de transporte, variación de humedad y otros)
 - Cultivos energéticos: 95 euros por MWhe (inc. 66% de materia prima, 34% de transporte, variación de humedad y otros)
- OPEX: 40 euros por MWhe:
 - Aprovisionamiento y alimentación: 14 euros por MWhe (aprox. 9 de almacenamiento, 4 de mantenimiento preventivo y correctivo, 1 de electricidad)
 - Generación eléctrica: 24 euros por MWhe (aprox. 14 de mantenimiento preventivo y correctivo, 4 de coste de desecho de residuos, 4 de seguridad, limpieza y control de calidad, 2 de combustible y agua)
 - Gastos generales: 2 euros por MWhe (tributos y seguros en partes iguales, más terreno para la obtención de biomasa)

Subgrupo b.8: Instalaciones que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales

Ejemplo con coste de tratamiento de las biomásas por secado y almacenamiento incluido en el coste del combustible, con 22% de eficiencia y 10% de autoconsumo:

- CAPEX: 2,8 millones de euros por MW
- Insumos (al 14% de grado de humedad): 70 euros por MWh
- OPEX: 35 euros por MWh

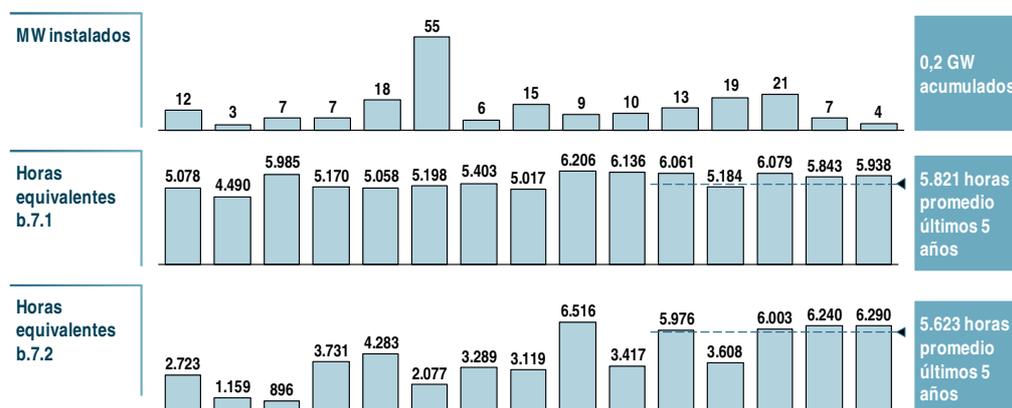
4.7 Biogás

RBSC propone 2 **casos tipo** de instalaciones que utilicen como combustible principal el biogás procedente de vertederos o de la digestión anaerobia:

- BGA1: Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás recuperado en los vertederos controlados (120 MW; 65 instalaciones).
- BGA2: Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores empleando alguno de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos domiciliarios o similares, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión (67 MW; 56 instalaciones).

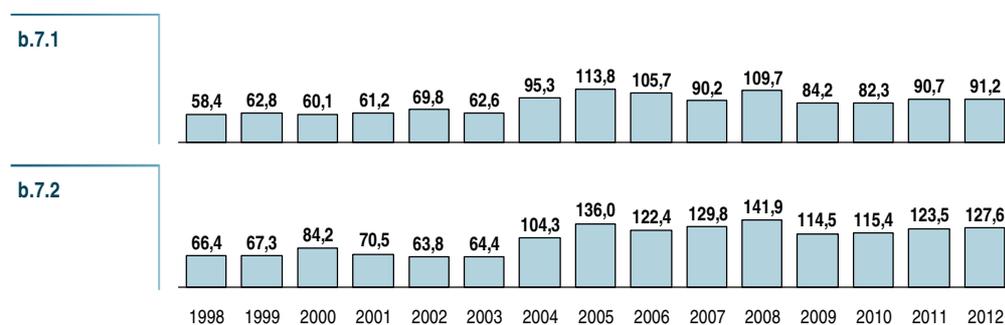
Los casos tipo para esta tecnología se han definido en línea con lo establecido para el grupo b.7 en el borrador del nuevo Real Decreto, partiendo por el tipo de combustible principal.

Figura 74 – Biogás en España, 1998-2012 (MW y horas equivalentes)



Nota: Horas y retribución a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha. MW instalados ajustados con IDAE.
Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Figura 75 – Biogás en España, 1998-2012 (Retribución EUR/MWh)



Nota: Retribución a modo representativo y ajustados con el IDAE. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha.

Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Hay, por lo tanto, dos procesos relevantes en la generación eléctrica con biogás: el biogás de residuos urbanos / industriales y el de residuos agrícolas / ganaderos.

La tecnología de digestión tiene un menor grado de madurez en comparación con la combustión en biomasa, y, por lo tanto, su eficiencia es menor por la inexistencia o carácter estacional de los clientes de calor útil ("heat sinks").

Por otro lado, el elevado contenido de humedad de los recursos limita el radio de acción de plantas de biogás en comparación con biomasa.

Subgrupo b.7.1:

Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás recuperado en los vertederos controlados

El perímetro considerado en este punto solo incluye los costes de inversión y explotación necesarios para valorar el biogás generado en el vertedero, excluyendo los que vienen impuestos por la obligatoriedad legal de sellar, desgasificar y oxidar el biogás para evitar emisiones atmosféricas de metano. Dichos costes de inversión (para > 5 MW, ver Figura 76) son los siguientes:

- Parte de la red de pozos de captación
- Sistemas de limpieza de biogás (antes del motogenerador)
- Costes de motogeneradores y elementos asociados
- Infraestructura eléctrica hasta conexión a la red

Los costes totales de explotación varían típicamente entre 50-70 euros por MWh. Para el cálculo efectivo de los estándares hemos utilizado el criterio determinado por el IDAE, por lo que hemos considerado únicamente el valor de O&M estrictamente relacionado con la generación de electricidad.

Subgrupo b.7.2:

Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores anaerobios

Hay dos categorías de instalaciones en este subgrupo:

- Biogás procedente de la digestión anaerobia de FORSU.
- Biogás procedente de la digestión anaerobia de lodos y otros residuos agroalimentarios.

Ambos son distintos en la obtención del insumo – la primera cumple un servicio público de gestión de residuos sólidos urbanos, con costes de inversión muy variables y la segunda categoría depende de la logística del digestato.

Para la segunda categoría, el perímetro considerado incluye los siguientes costes de inversión y explotación (para 2 MW, ver Figura 76):

- Aprox. 23% para permisos, licencia, gestión de proyecto, obra civil y edificaciones
- Aprox. 72% para equipos
- Al cual hay que añadir aprox. 5% para el coste de punto de conexión

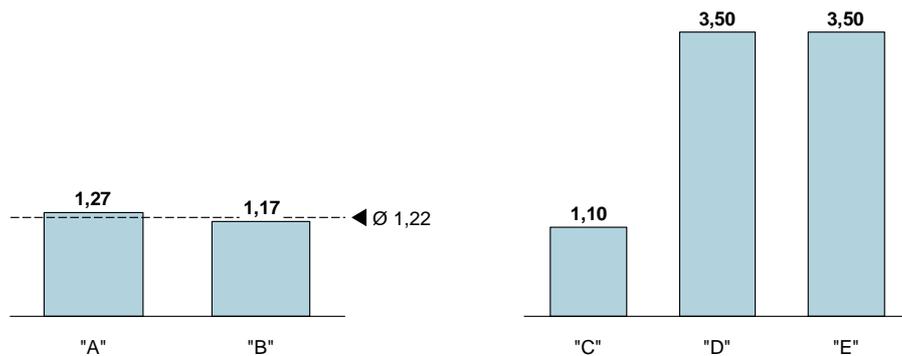
Los costes totales de explotación (incluyendo transporte) pueden llegar a los 40 euros por MWh (instalaciones de 2 MW). De igual forma, para el cálculo efectivo de los estándares hemos utilizado el criterio determinado por el IDAE, y hemos considerado únicamente el valor de O&M estrictamente relacionado con la generación de electricidad.

Para los subgrupos b.7.1 y b.7.2 se presenta una comparativa de los costes de inversión de varias plantas.

Figura 76 – Biogás: CAPEX > 5 MW, 2000-2006 (EUR m / MW)

b.7.1 – desgaseificación de vertederos

b.7.2 – digestión anaerobia FORSU



Fuente: Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

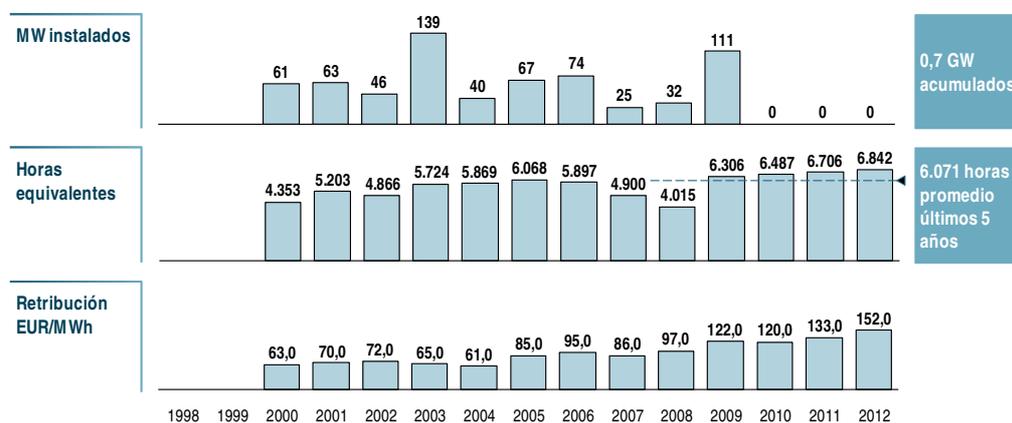
4.8 Tratamiento de Residuos

RBSC propone **3 casos tipo** de instalaciones que utilicen el tratamiento y reducción de purines, lodos y otros residuos:

- TRE1: Instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino de zonas excedentarias (414 MW; 33 instalaciones).
- TRE2: Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos (211 MW; 16 instalaciones).
- TRE3: Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos (33 MW; 3 instalaciones) – considerado en instalaciones singulares.

Los casos tipo para esta tecnología se han definido en línea con lo establecido para la categoría d) en el Real Decreto 436/2004, partiendo por el tipo de instalación.

Figura 77 – Tratamiento de Residuos en España, 1998-2012



Nota: Horas y retribución a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha. MW instalados y retribución ajustados con IDAE.
Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Observaciones comunes a los dos subgrupos:

- Aunque estos subgrupos incluyen plantas con particularidades, en general son instalaciones de cogeneración asociadas a procesos de tratamiento de residuos (purines y alpechín) que aprovechan el calor útil producido en la cogeneración para el tratamiento.

Se construyeron con el objetivo de resolver problemas medioambientales del sector agropecuario, siendo actualmente las únicas tecnologías económicamente viables para el proceso de tratamiento.

- Para purines y lodos, además del cumplimiento del requerimiento de eficiencia, las instalaciones tienen un requerimiento mínimo de tratamiento de residuos que implica un elevado número de horas de funcionamiento (por encima de 7.000). Esto implica la necesidad de contratos de combustibles predecibles y estables a largo plazo (ej. gas natural).

Subgrupo d.1: Instalaciones de tratamiento y reducción de purines

El coste de inversión de referencia es de 1,48 millones de euros por MW, con un rendimiento de aproximadamente 7.400 horas equivalentes, autoconsumo del 7%, y disponibilidad del 91%. Este cálculo incluye la inversión en el proceso del tratamiento de purines.

El coste de operación de referencia de dichas instalaciones es de aprox. 109 euros por MWh a los que hay que añadir un coste fijo de 171 mil euros por MW y 15 mil euros de COPEX recurrente (1% anual).

- Alrededor del 80% del coste de operación corresponde a costes de aprovisionamiento (el gas natural representa un 80% del citado coste)
- El 20% restante corresponde a costes de personal, operación y mantenimiento, seguros y otros gastos

Hemos considerado los ingresos (marginales, aprox. 1 euro por MWh) por producción de residuos que son utilizados como fertilizantes orgánicos – sólo percibidos por algunas plantas.

Adicionalmente al tratamiento convencional de purines (24 plantas y 303 MW), hay 5 plantas (81 MW) que incluyen un proceso de biodigestión, sumando un total de 29 plantas y 384 MW.

RBSC, con el fin de obtener resultados contrastables con los calculados por el IDAE, realizó el cálculo de la retribución excluyendo el proceso de tratamiento de purines, ajustando el CAPEX en c. 300 mil euros (valor estimado de los equipos de tratamiento), y equiparando estas instalaciones a una cogeneración de igual rango y características técnicas.

Este término de inversión medioambiental dejaría, en ese caso, de ser remunerado, siendo eventualmente objeto de un esquema retributivo específico.

Subgrupo d.2: Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos

Este subgrupo incluye las plantas de cogeneración basadas en el tratamiento de orujo de aceituna, previamente incluidas en la Disposición Transitoria 2ª.

El coste de inversión de referencia es de 1,07 millones de euros por MW, con un rendimiento de aproximadamente 7.600 horas equivalentes, REE del 66 al 90%, (autoconsumo del 3%). Este cálculo incluye la planta de secado del alperujo deshuesado.

El coste de operación de referencia de dichas instalaciones es de 125 euros por MWh a los que hay que añadir un coste fijo de 174 mil euros por MW y 23 mil euros de COPEX recurrente (aprox. 2% anual).

- Alrededor del 82% del coste de operación corresponde a costes de aprovisionamiento (principalmente gas natural).
- El 18% restante corresponde a costes de personal, operación y mantenimiento, seguros y otros gastos.

Hay ingresos marginales por venta de calor útil (aprox. 3 euros por MWh), con una hipótesis de descuento de vapor del 90%.

Entendemos que las consideraciones mencionadas para el subgrupo d.1 aplican de igual forma para esta división de activos, en particular en lo que se refiere a equipos auxiliares (ej. equipamiento de secado conectados a las cogeneraciones).

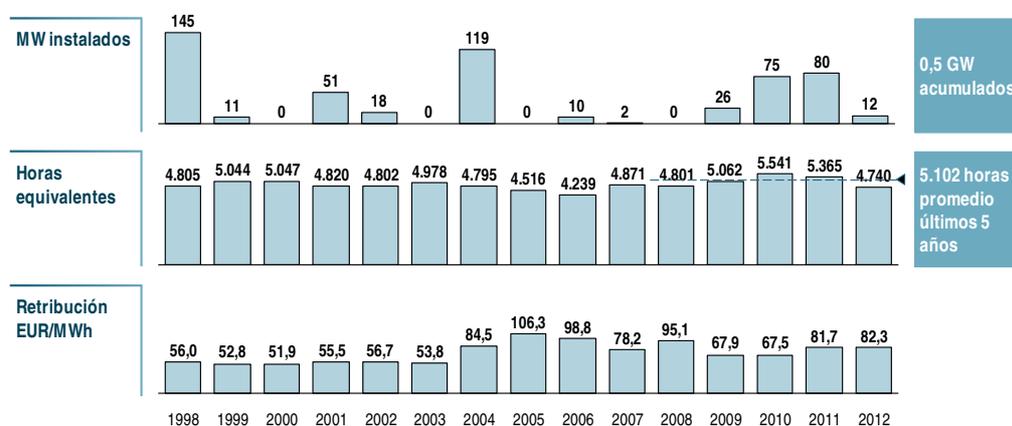
4.9 Combustión de Residuos

RBSC propone **3 casos tipo** de instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en los casos tipo de biomasa y biogás:

- CRE1: Instalaciones que utilicen como combustible principal residuos domésticos y similares (284 MW; 13 instalaciones).
- CRE2: Instalaciones que utilicen como combustible principal licores negros u otros residuos no contemplados anteriormente (260 MW; 20 instalaciones).
- CRE3: Instalaciones que utilicen como combustible principal productos de explotaciones de calidades no comerciales para la generación de eléctrica por su elevado contenido en azufre o cenizas, representando los residuos más del 25% de la energía primaria (50 MW; 1 instalación) – considerado en instalaciones singulares.

Los casos tipo para esta tecnología se han definido en línea con lo establecido para la categoría c) en el borrador del nuevo Real Decreto, partiendo por el tipo de combustible principal.

Figura 78 – Combustión de Residuos en España, 1998-2012



Nota: Horas y retribución a modo representativo. Para los cálculos se ha utilizado la información de cada caso tipo por año de puesta en marcha. MW instalados ajustados con IDAE.
 Fuente: CNE; Roland Berger Strategy Consultants

Subgrupo c.1: Instalaciones de residuos domésticos y similares

Las plantas de valorización energética de residuos urbanos (RU) tienen una función medioambiental, marcada por el objetivo de directivas europeas de limitar su envío a vertederos (limitación del 35% del residuo biodegradable a 2016, de la directiva 1999/31/CE ratificada por el RD 1481/2001). La Ley 22/2011 tenía como objetivo incrementar el porcentaje de RU reciclados del 33% en 2011 hasta el 50% en 2020. Actualmente, las plantas incineradoras gestionan un 9% de los residuos, aprox. 2,5 millones de toneladas al año.

Las instalaciones de este tipo son muy heterogéneas. Existe una sola planta que supone el 23% del total de la potencia instalada y que además es la única de horno de lecho fluido, y otras de menor tamaño que suelen ser hornos de parrilla. Todas ellas tienen fuerte dependencia de los procesos de preparación previa del residuo urbano, reciclaje y compostaje.

La mayoría de las instalaciones tienen más de 15 años de funcionamiento y se construyeron como solución a necesidades de las administraciones públicas regionales y locales. Además, muchas de ellas han realizado modificaciones sustanciales y han alargado la percepción de incentivos.

El perímetro considerado en nuestro análisis es el proceso de incineración y generación de electricidad, y hemos excluido explícitamente los procesos de tratamiento posterior (de escorias y materiales residuales).

En general, todas estas instalaciones de combustión de residuos requieren un régimen de horas elevado (por encima de 7.000) para su funcionamiento a niveles económicamente eficientes, y contratos de combustibles predecibles y estables a largo plazo.

Además de los ingresos por venta de electricidad, las plantas de valorización de residuos urbanos tienen un ingreso en concepto de canon por recogida y tratamiento, el cual puede o no cubrir los costes en cuestión. Esta división entre ingresos de generación por venta de energía y cánones (medioambientales) de tratamiento de residuos no se efectúa necesariamente respetando el perímetro mencionado.

Según el mercado, la tarifa eléctrica cubre parte del déficit de cánones de tratamiento. Esto se refleja en la dispersión del peso en los ingresos de los respectivos cánones, variando desde el 14% hasta el 64%. En términos absolutos, los valores varían desde aprox. 25 hasta los 80 euros por tonelada (con un promedio de 60 euros).

En relación a los costes de operación, existe variabilidad entre instalaciones. Esta dispersión es claramente visible en la media ponderada de los costes operativos unitarios:

- Aprovisionamiento: 26 euros por MWhe variando del x0,3 hasta x2,4
- Personal: 22 euros por MWhe variando del x0,5 hasta x3,0
- Otros costes: 106 euros por MWhe variando del x0,4 hasta x1,8

El cálculo de Rinv y Ro para el subgrupo c es particularmente difícil, teniendo en cuenta la edad media de las instalaciones en cuestión, la distinta casuística de inversiones con o sin modificaciones sustanciales / horas de funcionamiento y discusión del perímetro relevante para el nuevo sistema de remuneración,

Para calcular la retribución a estas instalaciones, hemos utilizado el criterio del IDAE de considerar el valor de inversión efectivo y costes de operación más bajos.

Subgrupo c.2: Instalaciones de licores negros

La cogeneración con licor negro es una actividad específica de fabricantes de pasta, papel y cartón, a partir del proceso de transformación de la madera en pasta de celulosa y lignina.

El proceso consiste básicamente en descortezar y astillar la madera (la corteza se valoriza posteriormente como biomasa), siendo la lignina transformada vía cocción (digestor) en licor negro de alta concentración, lo cual es el insumo principal para el proceso de cogeneración.

El proceso de cogeneración propiamente dicho – parte integrante del proceso productivo del fabricante – consiste en generar vapor en una caldera, que posteriormente alimentará una turbina de cogeneración que genera electricidad y vapor retroalimentado a la fábrica. El proceso de cogeneración también permite recuperar químicos en la producción de licor, los cuales son valorizados en un proceso de venta interno a dicha fábrica.

El coste de inversión de referencia de una de las plantas más eficientes de España (REE de 40%-43%, de aprox. 6.750 horas equivalentes, autoconsumo 11%, y factor de utilización del 87%) incluyendo turbina, caldera y elementos auxiliares es de aproximadamente 2,1 millones de euros por MW.

Este valor es más elevado que el de cogeneración pura por la incorporación de elementos de tratamiento (turbina de contrapresión, desgasificador), pero se beneficia de economías de escala en la compra de equipos y compra conjunta de materiales. Sin estos ajustes, el valor efectivo de inversión sería de hasta aproximadamente 3 millones de euros por MW (para otra planta de referencia de 20 MW).

El coste de inversión se compone de:

- Caldera de recuperación (69% de la inversión)
- Turbina (16% de la inversión)
- Interconexión y distribución eléctrica (7% de la inversión)
- Planta de tratamiento de agua (8% de la inversión)

El coste de operación de dichas instalaciones varía entre 32 y 37 euros por MWh (aprox. 24% de combustible, 30% de operación y mantenimiento y 46% de personal).

Si al coste total del licor negro se deduce el ingreso por venta de vapor (a precio de mercado, generado a gas natural) y el ingreso derivado de químicos recuperados, el coste neto de operación varía entre 89 y 97 euros por MWh.

Para calcular la retribución a estas instalaciones, hemos utilizado el criterio del IDAE de exclusión del coste de licor negro como insumo.

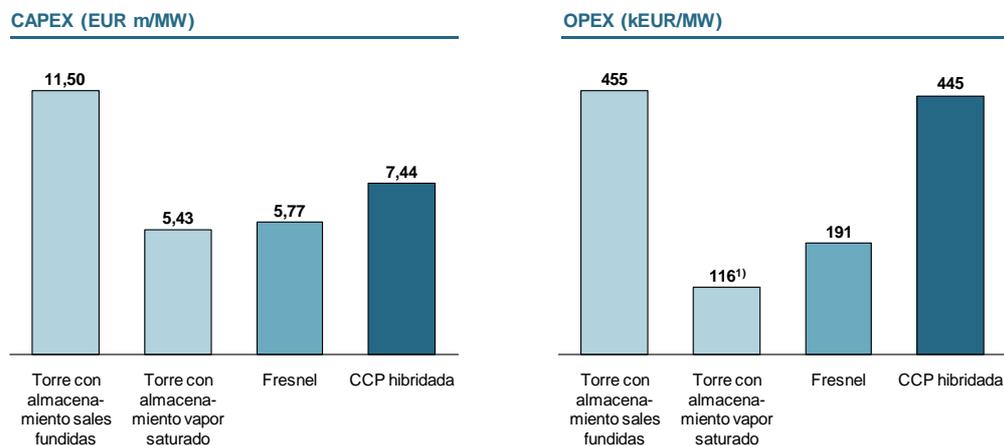
4.10 Instalaciones singulares

Durante el cálculo de los estándares hemos encontrado instalaciones que, por sus características (tamaño, tecnología o combustible), resultan ser únicas dentro del régimen especial español. En este apartado, se describen dichas características además de sus costes de inversión y operación con el fin de que tengan la opción de constituir su propio estándar o bien acogerse a un estándar ya definido.

4.10.1 Solar Termoeléctrica

Para la tecnología solar termoeléctrica se han identificado 4 centrales singulares: Central de torre con almacenamiento en sales fundidas, central de torre con almacenamiento en vapor saturado, central de fresnel y central cilindro parabólica hibridada.

Figura 79 – Costes de centrales solares termoeléctricas singulares



1) No incluye gas

Fuente: Registro Mercantil; Entrevistas con el sector; Roland Berger Strategy Consultants

Central de torre con almacenamiento de sales fundidas: existe una sola central de 20 MW de torre con almacenamiento de 15 horas en sales fundidas y campo de heliostatos y se considera que el coste de inversión estándar (sin gastos financieros ni subvenciones) para una planta de este tipo es de 11,50 millones de euros por MW instalado. Este coste incluye los conceptos de terrenos, ingeniería, infraestructuras (civil, eléctrica y gas), gasoil, energía, gas y otros.

El coste de operar una planta de este tipo es de 455 mil euros por MW e incluye alquileres, seguros, vigilancia, regasificadora, gas natural, agua, electricidad, IBI, gastos de gestión y otros.

Central de torre con almacenamiento de vapor saturado: existen dos centrales de torre con almacenamiento en vapor saturado. Ambas tienen una hora de almacenamiento pero son de distinta capacidad instalada. En la elaboración de un estándar para este tipo de centrales utilizaríamos los datos de la central de 20 MW y como resultado obtendríamos un coste de inversión de 5,43 millones de euros por MW y un coste de operación de 116 mil euros por MW.

El coste de operación incluye aprovisionamientos, operación y mantenimiento, servicios externos, seguros, transporte, electricidad, gastos de gestión y otros.

Central de fresnel: de la misma forma que con el tipo anterior, existen dos centrales solares termoeléctricas de fresnel, si bien una de ellas es un prototipo que se viene utilizando más con fines de I+D aunque vierte energía a la red y tiene derecho a retribución. Por lo tanto, la central tipo dentro de este caso singular sería una central de 30 MW con generación directa de vapor (no utiliza aceite térmico).

El coste de inversión sería de 5,77 millones de euros por MW desglosado en conceptos de EPC, intercalados, desarrollo, tasas y otros. Los costes de explotación, operación y mantenimiento en este caso, ascienden a 191 mil euros por MW excluyendo el coste financiero.

Central cilindro-parabólica hibridada: la central cilindro-parabólica hibridada es única en el mundo, combina tecnología termoeléctrica con biomasa y tiene una potencia de 23 MW. El coste de inversión de este tipo de central singular es de 7,44 millones de euros por MW y el coste de operarla supone 455 mil euros por MW.

El coste de inversión incluye la compra de terrenos, estudios, licencias y tasas, infraestructuras, EPC, intercalados, gastos de administración y otros. En cuanto al coste de operación, este último incluye biomasa, operación y mantenimiento, tasas, gas natural, suministros, seguros, alquileres y otros.

4.10.2 Biomasa y Biogás

Instalaciones:

- ... a partir de biomasa forestal con tecnología de gasificación: previamente recogida bajo el subgrupo a.1.3 del RD 661/2007, tiene inversiones significativamente superiores (hasta un 60% CAPEX) a sus homólogos de tecnología de combustión.
- ... con biogás: previamente recogida bajo el subgrupo a.1.3. del RD 601/2007, tiene inversiones significativamente superiores (hasta un 30% CAPEX) a sus homólogos de biogás sin cogeneración.

4.10.3 Tratamiento de Residuos

- Subgrupo d.3: Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos, distintos de los enumerados en los dos grupos anteriores.
- Con pocas instalaciones: d.3. P ≤ 50 (3 instalaciones, 33 MW)
- DT10, utilización de orujillo como biomasa (31 MW, 3 plantas)

4.10.4 Combustión de Residuos

- Subgrupo c.3 – solo 1 instalación, 50 MW: Instalaciones que a la entrada en vigor del nuevo Real Decreto estuvieran acogidas al grupo c.4 del RD 661/2007, utilizando como combustible productos de explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica por su elevado contenido en azufre o cenizas, representando los residuos más del 25% de la energía primaria.

4.10.5 Cogeneración

Sin instalaciones:

- a.1.2. – Gasóleo: $25 < P \leq 50$
- a.1.2. – Gasóleo: $50 < P \leq 100$
- a.1.2. – Fuelóleo: $50 < P \leq 100$
- a.1.4. – Carbón: $P \leq 10$
- a.1.4. – Carbón: $10 < P \leq 25$
- a.1.4. – Carbón: $50 < P \leq 100$
- a.1.4. – Gas de refinería: $P \leq 10$
- a.1.4. – Gas de refinería: $10 < P \leq 25$
- a.2. – Energías residuales: $25 < P \leq 50$
- a.2. – Energías residuales: $50 < P \leq 100$

Con pocas instalaciones / MW:

- | | |
|--|---------------------------|
| • a.1.2. – Gasóleo: $P \leq 0,5$ | (6 instalaciones, 2 MW) |
| • a.1.2. – Gasóleo: $10 < P \leq 25$ | (1 instalación, 24 MW) |
| • a.1.2. – Fuelóleo: $P \leq 0,5$ | (4 instalaciones, 1 MW) |
| • a.1.2. – Fuelóleo: $0,5 < P \leq 1$ MW | (10 instalaciones, 9 MW) |
| • a.1.2. – Fuelóleo: $25 < P \leq 50$ | (2 instalaciones, 65 MW) |
| • a.1.4. – Carbón: $25 < P \leq 50$ | (1 instalación, 44 MW) |
| • a.1.4. – Gas de refinería: $50 < P \leq 100$ | (1 instalación, 84 MW) |
| • a.2. – Energías residuales: $P \leq 10$ | (12 instalaciones, 45 MW) |

ANEXOS

I. Índice de figuras y tablas

Figura 1 – Instalaciones que pueden acogerse al régimen especial (RD 436/2004)	35
Figura 2 – Precio mercado diario de electricidad en España, 2000-2020 (EUR/MWh).....	37
Figura 3 – Precio del barril de Brent, 2000-2020 (USD/bbl)	38
Figura 4 – Precio medio anual del gas natural en España, 2000-2020 (EUR/MWh)	39
Figura 5 – Precio del carbón, 2010-2020 (EUR/t).....	39
Figura 6 – Precio de los derechos de emisión de CO ₂ , 2008-2020(EUR/t)	40
Figura 7 – Evolución del precio medio de la biomasa, 2000-2020 (EUR/ton)	41
Figura 8 – Evolución histórica de los índices de precios IPC e IPRI, 2000-2012 (%)	42
Figura 9 – Régimen Especial: número instalaciones y capacidad instalada, 2012 (MW)	43
Figura 10 – Capacidad instalada en régimen especial y legislación, 1998-2012 (GW)	44
Figura 11 – Producción en régimen especial y legislación, 1998-2012 (TWh).....	44
Figura 12 – Producción por opción de venta y legislación, 1998-2012 (TWh)	45
Figura 13 – Modelo RBSC: estimación de la retribución a futuro del régimen especial.....	47
Figura 14 – Régimen Especial, 2012 y 2013 (enero-julio).....	53
Figura 15 – Tecnologías de generación régimen especial, 2012 ¹⁾	56
Figura 16 – Eólica en España, 1998-2012.....	57
Figura 17 – Eólica: capacidad unitaria por aerogenerador, 1997-2012 (MW).....	58
Figura 18 – Eólica: evolución tecnológica hacia el mejor aprovechamiento del recurso.....	59
Figura 19 – Eólica: CAPEX, 1994-2012 (EUR m/MW)	59
Figura 20 – Eólica: evolución de las principales materias primas, 1990-2012 (USD/t)	60
Figura 21 – Eólica: desglose de CAPEX, 2000, 2005 y 2010 (EUR m/MW)	61
Figura 22 – Eólica: OPEX, ≤1998-2012 (kEUR/MW).....	62
Figura 23 – Eólica: desglose de OPEX, 2007 y 2012 (kEUR/MW; %)	62
Figura 24 – Eólica: OPEX por año de puesta en marcha, ≤1998-2013 (EUR/MWh)	63
Figura 25 – Eólica: OPEX por año de puesta en marcha, 1998-2013 (EUR/MWh)	63
Figura 26 – Producción eólica por opción de venta, 1998-2012 (GWh).....	64
Figura 27 – Eólica: Horas de funcionamiento por año de puesta en marcha, 1995-2013.....	65
Figura 28 – Eólica: Retribución por año de puesta en marcha, 1994-2013 (EUR/MWh).....	66
Figura 29 – Cogeneración: casos tipo propuestos.....	68
Figura 30 – Cogeneración: instalaciones y MW por casos tipo, noviembre 2013	68
Figura 31 – Cogeneración en España, 1998-2012	69
Figura 32 – Cogeneración: distribución de la potencia instalada del parque	70
Figura 33 – Cogeneración: comparativa de horas	75
Figura 34 – Cogeneración: comparativa de rendimientos	76
Figura 35 – Cogeneración: parámetros del subgrupo a.1.1	77
Figura 36 – Cogeneración: parámetros del subgrupo a.1.2 – combustibles líquidos.....	77

Figura 37 – Solar Fotovoltaica: casos tipo propuestos	80
Figura 38 – Solar Fotovoltaica en España, 1998-2012.....	80
Figura 39 – Solar Fotovoltaica: instalaciones y MW por casos tipo.....	81
Figura 40 – FV: CAPEX 2008 y 2012 (EUR m/MWp).....	81
Figura 41 – Correlación coste de paneles solares y CAPEX, 2000-2010 (EUR m/MWp).....	82
Figura 42 – FV: desglose de CAPEX para 5 kW-100 kW, (EUR m/MW)	82
Figura 43 – FV: OPEX 2008 y 2012 (kEUR/MWp)	83
Figura 44 – FV: desglose de OPEX (kEUR/MWp).....	84
Figura 45 – FV: CAPEX 1994-2012 (EUR m/MWp).....	85
Figura 46 – FV: OPEX 1994-2012 (kEUR/MWp).....	86
Figura 47 – Solar Termoeléctrica: casos tipo propuestos.....	87
Figura 48 – Solar Termoeléctrica: instalaciones y MW por casos tipo, 2012	87
Figura 49 – Solar Termoeléctrica en España, 1998-2012	88
Figura 50 – CCP sin almacenamiento: campo solar, 2009-2013 (miles m ²)	88
Figura 51 – CCP con almacenamiento: campo solar, 2009-2013 (miles m ²).....	89
Figura 52 – CCP sin almacenamiento: CAPEX, 2009-2013 (EUR m/MW)	89
Figura 53 – CCP sin almacenamiento: desglose de CAPEX, 2012 (EUR m/MW)	90
Figura 54 – CCP con almacenamiento: CAPEX, 2008-2013 (EUR m/MW)	90
Figura 55 – CCP con almacenamiento: desglose de CAPEX, 2012 (EUR m/MW).....	91
Figura 56 – CCP sin almacenamiento: OPEX, 2008-2013 (kEUR/MW).....	92
Figura 57 – CCP sin almacenamiento: desglose de OPEX (kEUR/MW).....	92
Figura 58 – CCP con almacenamiento: OPEX, 2008-2013 (kEUR/MW)	93
Figura 59 – CCP con almacenamiento: desglose de OPEX (kEUR/MW)	93
Figura 60 – Hidroeléctrica: casos tipo propuestos	95
Figura 61 – Hidroeléctrica: instalaciones y MW por casos tipo, 2012	95
Figura 62 – Hidroeléctrica en España, 1998-2012 (MW y horas equivalentes)	95
Figura 63 – Hidroeléctrica en España, 1998-2012 (Retribución EUR/MWh).....	96
Figura 64 – Hidroeléctrica b.4.1: CAPEX, 1988-2012 (EUR m/MW).....	97
Figura 65 – Hidroeléctrica b.4.2: CAPEX, 1988-2012 (EUR m/MW).....	97
Figura 66 – Hidroeléctrica b.5: CAPEX, 1988-2012 (EUR m/MW)	98
Figura 67 – Hidroeléctrica: desglose CAPEX, 2012 (EUR m/MW).....	98
Figura 68 – Hidroeléctrica b.4.1: OPEX, 1988-2012 (kEUR/MW)	99
Figura 69 – Hidroeléctrica b.4.2: OPEX, 1988-2012 (kEUR/MW)	99
Figura 70 – Hidroeléctrica b.5: OPEX, 1988-2012 (kEUR/MW)	100
Figura 71 – Hidroeléctrica: desglose OPEX (kEUR/MW)	100
Figura 72 – Biomasa en España, 1998-2012 (MW y horas equivalentes)	102
Figura 73 – Biomasa en España, 1998-2012 (Retribución EUR/MWh).....	103
Figura 74 – Biogás en España, 1998-2012 (MW y horas equivalentes).....	105
Figura 75 – Biogás en España, 1998-2012 (Retribución EUR/MWh).....	106

Figura 76 – Biogás: CAPEX > 5 MW, 2000-2006 (EUR m / MW)	107
Figura 77 – Tratamiento de Residuos en España, 1998-2012	108
Figura 78 – Combustión de Residuos en España, 1998-2012	111
Figura 79 – Costes de centrales solares termoeléctricas singulares.....	114
Figura 80 – Resumen de estándares: años de vida regulatoria considerados.....	122

II. Glosario y definiciones

BoP	<i>Balance of Plant</i>
CAPEX	<i>CAPital EXpenditures</i>
CNE	Comisión Nacional de la Energía
COPEX	CAPEX considerado como gasto operacional (OPEX)
CHP	Combined Heat and Power, sinónimo de Cogeneración
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization</i> (Beneficio bruto de explotación antes de gastos financieros)
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction</i>
ESCOs	<i>Energy Service Companies</i>
ESEs	Empresas de Servicios Energéticos
INE	Instituto Nacional de Estadística
IPC	Índice de Precios de Consumo
IPRI	Índice de Precios Industriales
MINETUR	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
MWp	MW pico (específico de tecnologías solares)
O&M	<i>Operation & Maintenance</i>
OPEX	<i>OPerational EXpenditure</i>
REE	Rendimiento Eléctrico Equivalente
Rinv	Retribución a la Inversión (borrador RD)
Ro	Retribución a la Operación (borrador RD)
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
TIR	Tasas internas de retorno (de proyecto)

III. Resumen de casos tipo – cálculo Rinv y Ro

En las tablas a continuación, se resumen los principales resultados por año de puesta en marcha y año de explotación para cada una de las tecnologías, incluyendo el número de horas de funcionamiento, CAPEX, OPEX, Rinv y Ro para **alcanzar la TIR esperada del 7,398%**.

Los estándares se han creado en base al borrador del nuevo Real Decreto, dividiendo cada tecnología en el número de estándares que mejor defina el parque actual y diferenciando, cuando fuese necesario, por combustible o rangos de potencia.

Para cada tecnología se han considerado distintos años de vida regulatoria. Como ilustra la tabla a continuación, dependiendo de la tecnología, se han considerado entre 20 y 25 años de vida regulatoria desde el primer año de puesta en marcha.

Figura 80 – Resumen de estándares: años de vida regulatoria considerados

Tecnología	Años
Eólica	20
Cogeneración	20
Solar Fotovoltaica	30
Solar Termoeléctrica	25
Hidroeléctrica	25
Biomasa y Biogás	25
Tratamiento de Residuos	20
Combustión de Residuos	25

Tabla 1 – Eólica (b.2.1)	125
Tabla 2 – Cogeneración: a.1.1. – 0,5 < P ≤ 1 MW (turbinas).....	126
Tabla 3 – Cogeneración: a.1.1. – 1 < P ≤ 10 MW (turbinas).....	127
Tabla 4 – Cogeneración: a.1.1. – 10 < P ≤ 25 MW (turbinas).....	128
Tabla 5 – Cogeneración: a.1.1. – 25 < P ≤ 50 MW (turbinas).....	129
Tabla 6 – Cogeneración: a.1.1. – P > 50 MW (turbinas).....	130
Tabla 7 – Cogeneración: a.1.1. – P ≤ 5 kW (motores).....	131
Tabla 8 – Cogeneración: a.1.1. – 0,5 < P ≤ 1 MW (motores)	132
Tabla 9 – Cogeneración: a.1.1. – 1 < P ≤ 10 MW (motores)	133
Tabla 10 – Cogeneración: a.1.1. – 10 < P ≤ 25 MW (motores)	134
Tabla 11 – Cogeneración: a.1.1. – 25 < P ≤ 50 MW (motores)	135
Tabla 12 – Cogeneración Gasóleo: a.1.2. – 0,5 < P ≤ 1 MW	136
Tabla 13 – Cogeneración Gasóleo: a.1.2. – 1 < P ≤ 10 MW	137
Tabla 14 – Cogeneración Fuelóleo: a.1.2. – 1 < P ≤ 10 MW	138
Tabla 15 – Cogeneración Fuelóleo: a.1.2. – 10 < P ≤ 25 MW	139
Tabla 16 – Solar fotovoltaica: P ≤ 5 kW, fija (b.1.1).....	140
Tabla 17 – Solar fotovoltaica: P ≤ 5 kW, seguimiento 1 eje (b.1.1)	141
Tabla 18 – Solar fotovoltaica: P ≤ 5 kW, seguimiento 2 ejes (b.1.1)	142
Tabla 19 – Solar fotovoltaica: 5 kW < P ≤ 100 kW, fija (b.1.1).....	143
Tabla 20 – Solar fotovoltaica: 5 kW < P ≤ 100 kW, seguimiento 1 eje (b.1.1).....	144
Tabla 21 – Solar fotovoltaica: 5 kW < P ≤ 100 kW, seguimiento 2 ejes (b.1.1)	145
Tabla 22 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW, fija (b.1.1)	146
Tabla 23 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW, seguimiento 1 eje (b.1.1).....	147
Tabla 24 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW, seguimiento 2 ejes (b.1.1).....	148
Tabla 25 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW, fija (b.1.1)	149
Tabla 26 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW, seguimiento 1 eje (b.1.1)	150
Tabla 27 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW, seguimiento 2 ejes (b.1.1).....	151
Tabla 28 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW en agrupación, fija (b.1.1)	152
Tabla 29 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW en agrupación, seguimiento 1 eje (b.1.1). 153	
Tabla 30 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW en agrupación, seguimiento 2 ejes (b.1.1) 154	
Tabla 31 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW en agrupación, fija (b.1.1)	155
Tabla 32 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW en agrupación, seguimiento 1 eje (b.1.1) . 156	
Tabla 33 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW en agrupación, seguimiento 2 ejes (b.1.1) 157	
Tabla 34 – Solar fotovoltaica: P > 10 MW en agrupación, fija (b.1.1).....	158
Tabla 35 – Solar fotovoltaica: P > 10 MW en agrupación, seguimiento 1 eje (b.1.1).....	159
Tabla 36 – Solar fotovoltaica: P > 10 MW en agrupación, seguimiento 2 ejes (b.1.1)	160
Tabla 37 – Solar fotovoltaica: P ≤ 20 kW, fija (I.1)	161
Tabla 38 – Solar fotovoltaica: 20 kW < P ≤ 1 MW, fija (I.2)	162
Tabla 39 – Solar fotovoltaica: 1 MW < P ≤ 2 MW, fija (I.2)	163

Tabla 40 – Solar fotovoltaica: P ≤ 10 MW, fija (II).....	164
Tabla 41 – Solar fotovoltaica: P ≤ 10 MW, seguimiento 1 eje (II)	165
Tabla 42 – Solar fotovoltaica: P ≤ 10 MW, seguimiento 2 ejes (II)	166
Tabla 43 – Solar termoeléctrica: CCP sin almacenamiento	167
Tabla 44 – Solar termoeléctrica: CCP con almacenamiento	168
Tabla 45 – Hidroeléctrica: P ≤ 10 MW fluyente (b.4.1)	169
Tabla 46 – Hidroeléctrica: P ≤ 10 MW pie de presa (b.4.2)	170
Tabla 47 – Hidroeléctrica: 10 < P ≤ 50 MW (b.5).....	171
Tabla 48 – Biomasa: biomasa agro-forestal (b.6).....	172
Tabla 49 – Biomasa: de origen industrial (b.8)	173
Tabla 50 – Biogás: recuperado en los vertederos controlados (b.7.1)	174
Tabla 51 – Biogás: generado en digestores anaerobios (b.7.2)	175
Tabla 52 – Tratamiento de purines (d.1).....	176
Tabla 53 – Tratamiento y reducción de lodos (de aceite d.2).....	177
Tabla 54 – Instalaciones de residuos domésticos (RSU) y similares (c.1).....	178
Tabla 55 – Instalaciones de residuos industriales, gas residual (c.2).....	179

A. Eólica

Tabla 1 – Eólica (b.2.1)

Estándar:	EOL1
MW instalados:	22.693

	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,99	1,05	1,15	1,27	1,36	1,43	1,50	1,49	1,40	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Capacidad	886	800	610	1.212	1.558	1.258	2.208	1.562	1.802	2.640	1.786	2.538	845	1.363	1.567	57									
Horas de funcionamiento en 2014	2.548	2.495	2.229	2.284	2.161	2.176	2.102	2.209	2.216	2.064	2.062	2.000	2.079	2.373	2.373	2.373	2.307	2.307	2.307	2.307	2.307	2.307	2.307	2.307	2.307

R o

EUR/MWh

Año de explotación ----->

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

R inv

000 EUR./MW

Año de explotación ----->

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

Año de Puesta en Marcha	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2005	26	26	26	11	11	11		
2006	58	58	58	43	43	43	15	15
2007	93	93	93	79	79	79	53	53
2008	114	114	114	100	100	100	75	75
2009	126	126	126	113	113	113	88	88
2010	118	118	118	104	104	104	78	78
2011	88	88	88	72	72	72	43	43
2012	86	86	86	70	70	70	41	41
2013	77	77	77	61	61	61	32	32
2014	75	75	75	61	61	61	33	33
2015	69	69	69	62	62	62	33	33
2016	62	62	62	62	62	62	33	33
2017	62	62	62	62	62	62	33	33
2018	54	54	54	54	54	54	35	35
2019	45	45	45	45	45	45	36	36
2020	34	34	34	34	34	34	36	36

Tabla 3 – Cogeneración: a.1.1. – 1 < P ≤ 10 MW (turbinas)

Estándar:	COG3	Re	Rt		SSAA		horas brutas	
			30%	50%	2%	2%		
MW instalados:	496							
Combustible:	Gas Natural							
Rango potencia:	1 < P ≤ 10							

	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX	0,84	0,84	0,83	0,83	0,84	0,83	0,85	0,87	0,91	0,97	0,99	0,97	0,96	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Capacidad	MW	44	62	42	22	13	12	25	28	21	25	18	29	22	15	1									
Horas de funcionamiento en 2014	horas	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	6.125	

R o	Año de explotación ----->												R inv	Año de explotación ----->											
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017		2018	2019	2020	2021								
EUR/MWh	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	23	23	23	22
Año de Puesta en Marcha	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	1998
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	23	23	22	1999
Año de Puesta en Marcha	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2000	1999
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	23	22	2001	2000
Año de Puesta en Marcha	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2002	2001	2000
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	22	2003	2002	2001
Año de Puesta en Marcha	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2004	2003	2002	2001
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	22	2005	2004	2003
Año de Puesta en Marcha	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2006	2005	2004	2003
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	22	2007	2006	2005
Año de Puesta en Marcha	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2008	2007	2006	2005
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	22	2009	2008	2007
Año de Puesta en Marcha	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2009	2008	2007	2006
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	22	2010	2009	2008
Año de Puesta en Marcha	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2010	2009	2008	2007
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	22	2011	2010	2009
Año de Puesta en Marcha	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2011	2010	2009	2008
000 EUR /MW	30	29	26	26	24	24	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	22	23	23	23	23	22	2012	2011	2010
Año de Puesta en Marcha	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2012	2011	2010	2009
000 EUR /MW	28	27	24	24	22	24	22	20	18	18	18	18	18	18	18	18	22	24	24	24	24	22	2013	2012	2011
Año de Puesta en Marcha	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2013	2012	2011	2010
000 EUR /MW	28	27	24	24	22	24	22	20	18	18	18	18	18	18	18	18	22	24	24	24	24	22	2014	2013	2012
Año de Puesta en Marcha	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2014	2013	2012	2011
000 EUR /MW	24	24	24	24	22	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	24	24	24	24	24	22	2015	2014	2013
Año de Puesta en Marcha	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2015	2014	2013	2012
000 EUR /MW	24	24	24	24	22	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	24	24	24	24	24	22	2016	2015	2014
Año de Puesta en Marcha	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2016	2015	2014	2013
000 EUR /MW	24	24	24	24	22	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	24	24	24	24	24	22	2017	2016	2015
Año de Puesta en Marcha	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2017	2016	2015	2014
000 EUR /MW	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Año de Puesta en Marcha	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2018	2017	2016	2015
000 EUR /MW	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Año de Puesta en Marcha	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2019	2018	2017	2016
000 EUR /MW	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Año de Puesta en Marcha	2017	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2020	2019	2018	2017
000 EUR /MW	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Año de Puesta en Marcha	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2020
000 EUR /MW	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Año de Puesta en Marcha	2019	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
000 EUR /MW	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Año de Puesta en Marcha	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021

Tabla 5 – Cogeneración: a.1.1. – 25 < P ≤ 50 MW (turbinas)

Estándar:	COG5		Re	Rt	SSAA	horas brutas	Año de puesta en marcha ---->																															
	MW instalados:	1.026					39%	38%	3%	7.007	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021				
Combustible:	Gas Natural																																					
Rango potencia:	25 < P ≤ 50																																					
CAPEX	EUR/MW	0,92	0,92	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,96	1,00	1,00	1,07	1,09	1,09	1,07	1,06	1,08	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	
Capacidad	MW	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Horas de funcionamiento en 2014	horas	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007	7.007

R o	Año de explotación ----->													R inv	Año de explotación ----->													
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018		2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021			
EUR/MWh	34	33	30	30	31	29	29	34	33	30	30	31	29	29	34	33	30	30	31	29	29	34	33	30	30	31	29	29
Año de Puesta en Marcha	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	
	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	
	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	
	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	
	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	
	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	
	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	
	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	
	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	

Tabla 9 – Cogeneración: a.1.1. – 1 < P ≤ 10 MW (motores)

Estándar:	COG9		Re	Rt	SSAA		horas brutas																					
	MW instalados:	1.445			39%	36%	5%	5.280																				
Combustible:	Gas Natural		Año de puesta en marcha ----->																									
Rango potencia:	1 < P ≤ 10		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021		
CAPEX	EUR/MW		0,84	0,84	0,83	0,83	0,84	0,83	0,85	0,87	0,91	0,97	0,99	0,97	0,96	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Capacidad	MW		128	181	121	63	57	38	35	73	80	62	74	53	85	65	45	3										
Horas de funcionamiento en 2014	horas		5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280

R o	EUR/MWh		Año de explotación ----->																										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021					
1998	62	62	58	61	60												213	213	213	213	213								
1999	62	62	58	61	60	59											128	128	128	128	128								
2000	62	62	58	61	60	59	57										201	201	201	201	201								
2001	62	62	58	61	60	59	57	57									104	104	104	104	104								
2002	62	62	58	61	60	59	57	57									224	224	224	224	224								
2003	62	62	58	61	60	59	57	57									228	228	228	228	228								
2004	62	62	58	61	60	59	57	57									92	92	92	92	92								
2005	62	62	58	61	60	59	57	57									35	35	35	35	35								
2006	62	62	58	61	60	59	57	57									113	113	113	113	113								
2007	62	62	58	61	60	59	57	57									88	88	88	88	88								
2008	62	62	58	61	60	59	57	57									73	73	73	73	73								
2009	62	62	58	61	60	59	57	57									85	85	85	85	85								
2010	62	62	58	61	60	59	57	57									107	107	107	107	107								
2011	62	62	58	61	60	59	57	57									97	97	97	97	97								
2012	62	62	58	61	60	59	57	57									97	97	97	97	97								
2013	60	60	56	59	57	56	55	55									97	97	97	97	97								
2014		60	56	59	57	56	55	55									97	97	97	97	97								
2015			56	59	57	56	55	55									97	97	97	97	97								
2016			56	59	57	56	55	55									97	97	97	97	97								
2017			59	57	56	55	55	55									97	97	97	97	97								
2018			56	55	55	55	55	55									97	97	97	97	97								
2019			56	55	55	55	55	55									97	97	97	97	97								
2020			56	55	55	55	55	55									97	97	97	97	97								

Tabla 10 – Cogeneración: a.1.1. – 10 < P ≤ 25 MW (motores)

Estándar:	COG10	Re	Rt	SSAA		horas brutas																				
				40%	36%		5%	5.760																		
MW instalados:	607																									
Combustible:	Gas Natural																									
Rango potencia:	10 < P ≤ 25																									
Año de puesta en marcha ---->																										
CAPEX	EUR/MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Capacidad	MW	0,92	0,92	0,91	0,92	0,92	0,92	0,93	0,96	1,00	1,07	1,09	1,07	1,06	1,08	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Horas de funcionamiento en 2014	horas	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760

R o	EUR/MWh	Año de explotación ---->																								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021									
1998	58	58	54	57	56																					
1999	58	58	54	57	56	54																				
2000	58	58	54	57	56	54	53																			
2001	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2002	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2003	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2004	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2005	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2006	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2007	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2008	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2009	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2010	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2011	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2012	58	58	54	57	56	54	53	53																		
2013	57	56	52	55	54	52	51	51																		
2014	56	52	55	54	52	51	51	51																		
2015	52	55	54	52	51	51	51	51																		
2016	55	54	52	51	51	51	51	51																		
2017	55	54	52	51	51	51	51	51																		
2018	54	52	51	51	51	51	51	51																		
2019	52	51	51	51	51	51	51	51																		
2020	51	51	51	51	51	51	51	51																		

Tabla 11 – Cogeneración: a.1.1. – 25 < P ≤ 50 MW (motores)

Estándar:	COG11	Re	Rt	SSAA		horas brutas	Año de puesta en marcha ---->																											
				40%	36%		4%	6.240	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
MW instalados:	236	0,92	0,92	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,96	1,00	1,07	1,09	1,09	1,07	1,06	1,08	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Combustible:	Gas Natural	8	32	39	7	5	6	9	14	6	31	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rango potencia:	25 < P ≤ 50	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240
CAPEX	EUR/MW	0,92	0,92	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,96	1,00	1,07	1,09	1,09	1,07	1,06	1,08	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	
Capacidad	MW	8	32	39	7	5	6	9	14	6	31	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Horas de funcionamiento en 2014	horas	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240	6.240

R O

EUR/MWh	Año de explotación ----->															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998	54	54	50	53	51											
1999																
2000	54	54	50	53	51	50	49									
2001	54	54	50	53	51	50	49	49								
2002	54	54	50	53	51	50	49	49								
2003	54	54	50	53	51	50	49	49								
2004	54	54	50	53	51	50	49	49								
2005																
2006	54	54	50	53	51	50	49	49								
2007																
2008	54	54	50	53	51	50	49	49								
2009	54	54	50	53	51	50	49	49								
2010	54	54	50	53	51	50	49	49								
2011	54	54	50	53	51	50	49	49								
2012																
2013																
2014	52	48	51	49	48	46	46	46								
2015	48	51	49	48	46	46	46	46								
2016	51	49	48	46	46	46	46	46								
2017	49	48	46	46	46	46	46	46								
2018	48	48	46	46	46	46	46	46								
2019	46	46	46	46	46	46	46	46								
2020	46	46	46	46	46	46	46	46								

R inv

000 EUR /MW	Año de explotación ----->															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998																
1999																
2000																
2001	50	50	50	50	50	50	50	50								
2002	9	9	9	9	9	9	9	9								
2003																
2004	314	314	314	314	314	314	314	314								
2005																
2006																
2007																
2008	38	38	38	38	38	38	38	38								
2009	166	166	166	166	166	166	166	166								
2010	88	88	88	88	88	88	88	88								
2011	95	95	95	95	95	95	95	95								
2012																
2013																
2014	107	107	107	107	107	107	107	107								
2015	107	107	107	107	107	107	107	107								
2016	107	107	107	107	107	107	107	107								
2017	107	107	107	107	107	107	107	107								
2018	107	107	107	107	107	107	107	107								
2019	107	107	107	107	107	107	107	107								
2020	107	107	107	107	107	107	107	107								

Tabla 13 – Cogeneración Gasóleo: a.1.2. – 1 < P ≤ 10 MW

Estándar:	COG15		Re	Rt	SSAA		horas brutas																			
	MW instalados:	116			40%	30%		5%	5.280																	
Combustible:	Gas Oil		Rango potencia: 1 < P ≤ 10																							
CAPEX	EUR/MW		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Capacidad	MW		0,84	0,84	0,83	0,83	0,84	0,83	0,85	0,87	0,91	0,97	0,99	0,97	0,96	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Horas de funcionamiento en 2014	horas		21	24	26	2	4	4	0	0	0	0	0	0	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280

R O	EUR/MWh	Año de explotación																									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021										
1998		60	61	56	57	58																					
1999		60	61	56	57	58	59																				
2000		60	61	56	57	58	59	60																			
2001																											
2002		60	61	56	57	58	59	60	59																		
2003		60	61	56	57	58	59	60	59																		
2004																											
2005																											
2006																											
2007																											
2008																											
2009																											
2010		60	61	56	57	58	59	60	59																		
2011		60	61	56	57	58	59	60	59																		
2012																											
2013																											
2014			61	56	57	58	59	60	59																		
2015			56	57	58	59	60	59	60	59																	
2016				57	58	59	60	59	60	59																	
2017					58	59	60	59	60	59																	
2018						59	60	59	60	59																	
2019							60	59	60	59																	
2020								60	59	59																	

Tabla 14 – Cogeneración Fuelleo: a.1.2. – 1 < P ≤ 10 MW

Estándar:	COG21	Re	Rt		SSAA	horas brutas																				
			42%	28%			5%	5.280																		
MW instalados:	177																									
Combustible:	Fuel Oil																									
Rango potencia:	1 < P ≤ 10																									
		Año de puesta en marcha ----->																								
CAPEX	EUR/MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Capacidad	MW	0,86	0,86	0,85	0,86	0,86	0,86	0,87	0,90	0,94	1,00	1,02	1,00	0,99	1,00	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Horas de funcionamiento en 2014	horas	28	12	5	9	7	3	0	0	0	0	0	4	3	20	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	5.280	

R O

EUR/MW/h	Año de explotación ----->												
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021					
1998	55	55	50	51	51	51	51	51					
1999	55	55	50	51	51	51	52	52					
2000	55	55	50	51	51	51	52	52					
2001	55	55	50	51	51	51	52	52					
2002	55	55	50	51	51	51	52	52					
2003	55	55	50	51	51	51	52	52					
2004	55	55	50	51	51	51	52	52					
2005													
2006													
2007													
2008													
2009	55	55	50	51	51	51	52	52					
2010	55	55	50	51	51	51	52	52					
2011	55	55	50	51	51	51	52	52					
2012	55	55	50	51	51	51	52	52					
2013													
2014	53	48	48	48	48	49	49	48					
2015	48	48	48	48	49	49	48	48					
2016	48	48	48	48	49	49	48	48					
2017	48	48	48	48	49	49	48	48					
2018	48	48	48	48	49	49	48	48					
2019	48	48	48	48	49	49	48	48					
2020	48	48	48	48	49	49	48	48					

R inv

000 EUR /MW	Año de explotación ----->												
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021					
1998	263	263	263	263	263	263	263	263					
1999	172	172	172	172	172	172	172	172					
2000	226	226	226	226	226	226	226	226					
2001	226	226	226	226	226	226	226	226					
2002	226	226	226	226	226	226	226	226					
2003	226	226	226	226	226	226	226	226					
2004	226	226	226	226	226	226	226	226					
2005													
2006													
2007													
2008	52	52	52	52	52	52	52	52					
2009	54	54	54	54	54	54	54	54					
2010	76	76	76	76	76	76	76	76					
2011	110	110	110	110	110	110	110	110					
2012	100	100	100	100	100	100	100	100					
2013	100	100	100	100	100	100	100	100					
2014	100	100	100	100	100	100	100	100					
2015	100	100	100	100	100	100	100	100					
2016	100	100	100	100	100	100	100	100					
2017	100	100	100	100	100	100	100	100					
2018	100	100	100	100	100	100	100	100					
2019	100	100	100	100	100	100	100	100					
2020	100	100	100	100	100	100	100	100					

Tabla 15 – Cogeneración Fuelleo: a.1.2. – 10 < P ≤ 25 MW

Estándar:	COG22		Re	Rt	SSAA		horas brutas																									
	MW instalados:	Fuel Oil			42%	28%	5%	5.760																								
Combustible:	380																															
Combustible:																																
Rango potencia:	10 < P ≤ 25																															
Año de puesta en marcha ---->																																
CAPEX	EUR/MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021							
Capacidad	MW	0,95	0,94	0,94	0,94	0,95	0,94	0,96	0,98	1,03	1,10	1,12	1,10	1,10	1,11	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Horas de funcionamiento en 2014	horas	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760	5.760

R inv

Año de explotación ----->	000 EUR /MW															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998																
1999																
2000																
2001																
2002																
2003																
2004																
2005																
2006																
2007																
2008																
2009																
2010																
2011																
2012																
2013																
2014																
2015																
2016																
2017																
2018																
2019																
2020																

R O

Año de explotación ----->	000 EUR /MWh															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998																
1999																
2000																
2001																
2002																
2003																
2004																
2005																
2006																
2007																
2008																
2009																
2010																
2011																
2012																
2013																
2014																
2015																
2016																
2017																
2018																
2019																
2020																

Tabla 17 – Solar fotovoltaica: P ≤ 5 kW, seguimiento 1 eje (b.1.1)

Estándar:	SFV2
MW instalados:	2
Rango potencia:	S1E
	<5kW

	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX				7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,81	7,94														
Capacidad				0	0	1	0	0	0	0	0														
Horas de funcionamiento en 2014	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989														

R o

EUR/MWh	Año de explotación ----->															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

R inv

000 EUR/MW	Año de explotación ----->															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

Tabla 18 – Solar fotovoltaica: P ≤ 5 kW, seguimiento 2 ejes (b.1.1)

Estándar:	SFV3
MW instalados:	7
Rango potencia:	S2E
	<5kW

	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX				7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,78	8,33														
Capacidad				0	0	0	1	1	2	2	2														
Horas de funcionamiento en 2014	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080	2.080														

R o

EUR/MWh	Año de explotación ----->															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

R inv

000 EUR/MW	Año de explotación ----->															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

Tabla 19 – Solar fotovoltaica: 5 kW < P ≤ 100 kW, fija (b.1.1)

Estándar:	SEV4
MW instalados:	474
	FU
Rango potencia:	5kW - 100kW

	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	6,20	6,40	6,68														
Capacidad	0	0	0	0	1	1	3	10	40	84	334														
Horas de funcionamiento en 2014	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543														

R o

EUR/MWh

	Año de explotación ----->												
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021					
1998													
1999													
2000													
2001													
2002													
2003													
2004													
2005													
2006													
2007													
2008													
2009													
2010													
2011													
2012													
2013													

R inv

000 EUR /MW

	Año de explotación ----->												
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021					
1998													
1999													
2000													
2001													
2002													
2003													
2004													
2005													
2006													
2007													
2008													
2009													
2010													
2011													
2012													
2013													

Tabla 23 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW, seguimiento 1 eje (b.1.1)

Estándar: MW instalados:	SFV8		S1E		Año de puesta en marcha ---->																								
	3		1E		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Rango potencia	100kW - 2MW																												
CAPEX	EUR/MW		EUR/MW										7,34		7,34														
Capacidad	MW		MW										0		0														
Horas de funcionamiento en 2014	horas	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724	

R o	Año de explotación ----->																	R inv	Año de explotación ----->																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021										
EUR/MWh																	000 EUR /MW																		
Año de Puesta en Marcha																	Año de Puesta en Marcha																		
	18	18	16	13	9	6	2	1										700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700			

Tabla 26 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW, seguimiento 1 eje (b.1.1)

Estándar:	SFV11																										
MW instalados:	5																										
	S1E																										
Rango potencia:	2MW - 10MW																										
CAPEX	EUR/MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021		
Capacidad	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,18															
Horas de funcionamiento en 2014	horas	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	1.901	

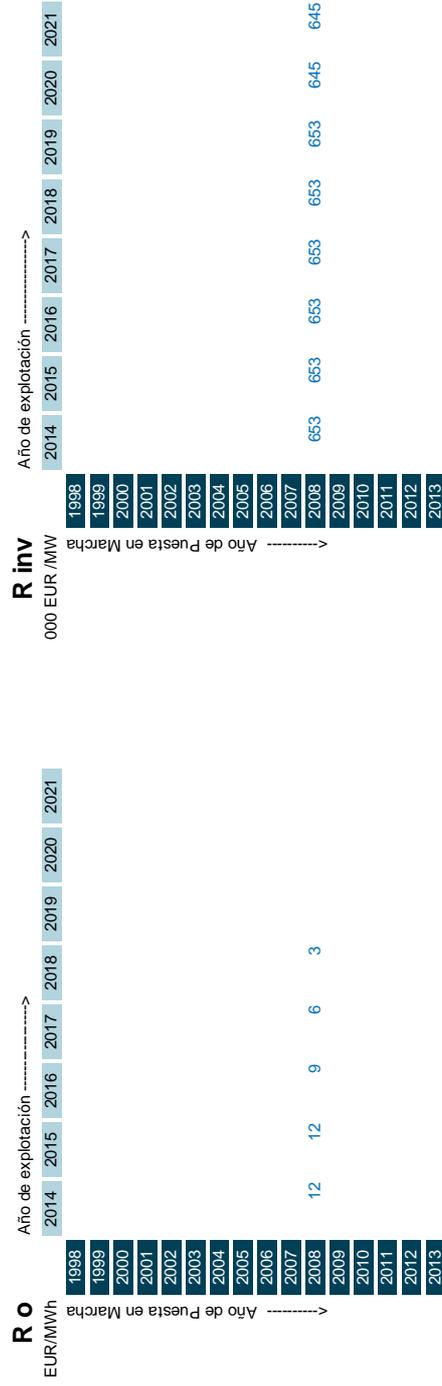


Tabla 28 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW en agrupación, fija (b.1.1)

Estándar:	SFV13																									
MW instalados:	527																									
	FU																									
Rango potencia:	100kW - 2MW																									
CAPEX	EUR/MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Capacidad	MW	-	-	-	-	-	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	6,51														
Horas de funcionamiento en 2014	horas	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	1.677	

R o	Año de explotación ----->															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Año de explotación ----->							
EUR/MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998																
1999																
2000																
2001																
2002																
2003	6	6	3													
2004	6	6	3													
2005	6	6	3													
2006	6	6	3													
2007	6	6	3													
2008	6	6	3													
2009																
2010																
2011																
2012																
2013																

R inv	Año de explotación ----->															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Año de explotación ----->							
000 EUR /MW	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998																
1999																
2000																
2001																
2002																
2003																
2004																
2005																
2006																
2007																
2008																
2009																
2010																
2011																
2012																
2013																

Tabla 29 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW en agrupación, seguimiento 1 eje (b. 1.1)

Estándar:	SFV14
MW instalados:	67
Estándar:	S1E

Ranking potencia	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX					7,15	7,15	7,15	7,15	7,24	6,95	7,34														
Capacidad					0	0	3	3	3	13	44														
Horas de funcionamiento en 2014	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026	2.026														

R o	Año de explotación ---->																									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	R inv	Año de explotación ---->																
EUR/MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021		000 EUR /MW	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021								
	10	10	7	4	4	4	4	4		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
	10	10	7	4	4	4	4	4		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	511	511	511	511	511	511	511	497	497
	10	10	7	4	4	4	4	4		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	440	440	440	440	440	440	440	426	426
	10	10	7	4	4	4	4	4		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	421	421	421	421	421	421	421	407	407
	10	10	7	4	4	4	4	4		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	527	527	527	527	527	527	527	512	512
	10	10	7	4	4	4	4	4		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	639	639	639	639	639	639	639	624	624

Tabla 30 – Solar fotovoltaica: 100 kW < P ≤ 2 MW en agrupación, seguimiento 2 ejes (b.1.1)

Estándar:	SFV15
MW instalados:	272
	SZE

Rango potencia | 100kW - 2MW

	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX							7,47	7,47	7,47	7,85	7,95														
Capacidad							2	12	53	204															
Horas de funcionamiento en 2014	2.159	2.159	2.159	2.159	2.159	2.159	2.159	2.159	2.159	2.159	2.159														

R o

EUR/MWh

Año de explotación ---->

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
9	9	7	3				
9	9	7	3				
9	9	7	3				
9	9	7	3				
9	9	7	3				

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013

R inv

000 EUR /MW

Año de explotación ---->

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
534	534	534	534	534	534	516	516
758	758	758	758	758	758	740	740
595	595	595	595	595	595	577	577
678	678	678	678	678	678	661	661
678	678	678	678	678	678	661	661

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013

Tabla 31 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW en agrupación, fija (b.1.1)

Estándar:	SFV16																									
MW instalados:	624																									
	FU																									
Rango potencia:	2MW - 10MW																									
CAPEX	EUR/MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Capacidad	MW	-	-	-	-	-	-	-	5,18	5,18	5,44	5,98														
Horas de funcionamiento en 2014	horas	1.695	1.695	1.695	1.695	1.695	1.695	1.695	1.695	1.695	1.695	1.695	1.695													

R o

EUR/MWh

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Año de explotación																
Año de Puesta en Marcha																

R inv

000 EUR/MW

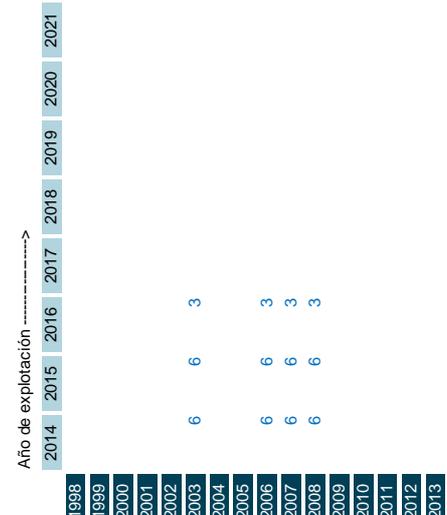
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Año de explotación																									
Año de Puesta en Marcha																									

Tabla 32 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW en agrupación, seguimiento 1 eje (b.1.1)

Estándar:	SFV17
MW instalados:	179
	S1E

	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX									6,21	6,53	7,18														
Capacidad									7	24	148														
Horas de funcionamiento en 2014	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123														

R o
 EUR/MWh



R inv
 000 EUR /MW

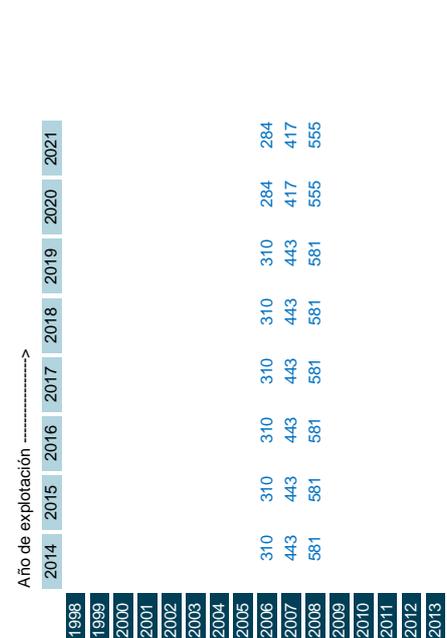


Tabla 33 – Solar fotovoltaica: 2 MW < P ≤ 10 MW en agrupación, seguimiento 2 ejes (b. 1.1)

Estándar:	SFV18
MW instalados:	289
	SZE

Rango potencia | 2MW - 10MW

	Año de puesta en marcha ----->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX									6,72	7,05	7,76														
Capacidad									3	67	219														
Horas de funcionamiento en 2014	2.174	2.174	2.174	2.174	2.174	2.174	2.174	2.174	2.174	2.174	2.174														

R o

EUR/MWh

Año de explotación ----->

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013

7	7	5	2																						
7	7	5	2																						
7	7	5	2																						

R inv

000 EUR/MW

Año de explotación ----->

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021

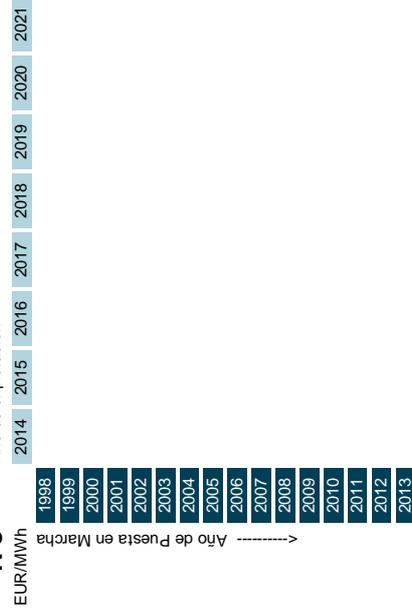
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013

452	452	452	452	452	452	429	429	429	429	429	429														
539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539														
649	649	649	649	649	649	649	649	649	649	649	649														

Tabla 35 – Solar fotovoltaica: P > 10 MW en agrupación, seguimiento 1 eje (b.1.1)

Estándar:	SFV20																									
MW instalados:	90																									
	S1E																									
Rango potencia:	10MW - 50MW																									
CAPEX	EUR/MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Capacidad	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,55	6,10														
Horas de funcionamiento en 2014	horas	2.153	2.153	2.153	2.153	2.153	2.153	2.153	2.153	2.153	2.153	2.153	2.153													

R o



R inv

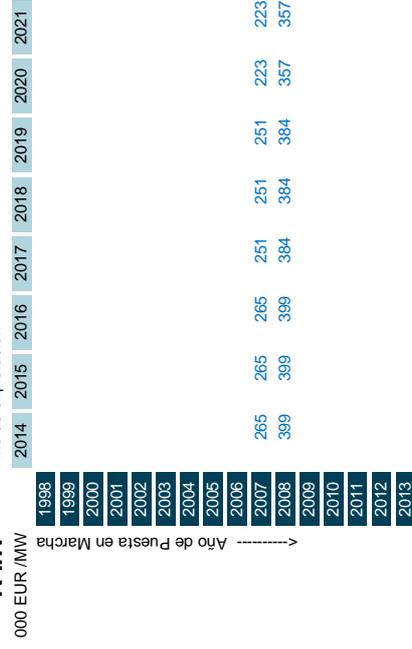


Tabla 36 – Solar fotovoltaica: P > 10 MW en agrupación, seguimiento 2 ejes (b. 1.1)

Estándar:	SFV21	Año de puesta en marcha ----->																									
MW instalados:	80	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021		
	S2E	Año de explotación ----->																									
Rango potencia	10MW - 50MW																										
CAPEX	EUR/MW																										
Capacidad	MW											6,59															
Horas de funcionamiento en 2014	horas	2.264	2.264	2.264	2.264	2.264	2.264	2.264	2.264	2.264	2.264	2.264	2.264														

R o	EUR/MWh	Año de explotación ----->																									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Año de Puesta en Marcha ----->																	
										1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		

R inv	000 EUR /MW	Año de explotación ----->																									
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Año de Puesta en Marcha ----->																	
										1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013		

Tabla 38 – Solar fotovoltaica: 20 kW < P ≤ 1 MW, fija (1.2)

Estándar:	SFV23
MW instalados:	378
	FU

Rango potencia | 20kW - 1 MW

	Año de puesta en marcha ---->																							
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CAPEX												4,31	4,10	3,69	2,58	2,21	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Capacidad												62	153	115	49	0								
Horas de funcionamiento en 2014	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.620	1.628	1.621	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623	1.623

R o

EUR/MWh

	Año de explotación ---->																							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021																
1998																								
1999																								
2000																								
2001																								
2002																								
2003																								
2004																								
2005																								
2006																								
2007																								
2008																								
2009																								
2010																								
2011																								
2012																								
2013																								
2014																								
2015																								
2016																								
2017																								
2018																								
2019																								
2020																								

R inv

000 EUR /MW

	Año de explotación ---->																							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021																
1998																								
1999																								
2000																								
2001																								
2002																								
2003																								
2004																								
2005																								
2006																								
2007																								
2008																								
2009																								
2010																								
2011																								
2012																								
2013																								
2014																								
2015																								
2016																								
2017																								
2018																								
2019																								
2020																								

Tabla 39 – Solar fotovoltaica: 1 MW < P ≤ 2 MW, fija (I.2)

Estándar:	SFV24
MW instalados:	193
	FU

Rango potencia | 1 MW - 2 MW

	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX													4,06	3,65	2,55	2,20	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Capacidad													45	77	71	0									
Horas de funcionamiento en 2014	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.706	1.729	1.707	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714	1.714

R o
EUR/MWh

Año de explotación ----->

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								

R inv
000 EUR/MW

Año de explotación ----->

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								

Tabla 40 – Solar fotovoltaica: P ≤ 10 MW, fija (II)

Estándar: SFV25
 MW instalados: 489
 FU
 Rango potencia: < 10 MW

	Año de puesta en marcha ---->																									
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
CAPEX												4,04	3,84	3,25	2,28	1,97	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	1,67	
Capacidad												99	171	125	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Horas de funcionamiento en 2014	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.817	1.833	1.824	1.832	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826	1.826

R o

EUR/MWh

Año de explotación ----->	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								

R inv

000 EUR/MW

Año de explotación ----->	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								

R inv

000 EUR/MW

Año de explotación ----->	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								

D. Solar termoelectrica

Tabla 43 – Solar termoelectrica: CCP sin almacenamiento

Estandar: MW instalados:	STE1 1.322		Año de puesta en marcha ---->																						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,30	4,80	5,30	5,00	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93
Capacidad												100	250	200	622	150									
Horas de funcionamiento en 2014	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300

R o EUR/MWh	Año de explotación ----->												Año de explotación ----->											
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021								
	32	31	29	26	23	20	16	16	524	524	524	524	524	524	524	524								
	32	31	29	26	23	20	16	16	542	542	542	542	542	542	542	542								
	32	31	29	26	23	20	16	16	586	586	586	586	586	586	586	586								
	32	31	29	26	23	20	16	16	544	544	544	544	544	544	544	544								
	32	31	29	26	23	20	16	16	480	480	480	480	480	480	480	480								
	31	29	26	23	20	16	16	16	480	480	480	480	480	480	480	480								
	29	26	23	20	16	16	16	16	480	480	480	480	480	480	480	480								
	26	23	20	16	16	16	16	16	480	480	480	480	480	480	480	480								
	23	20	16	16	16	16	16	16	480	480	480	480	480	480	480	480								
	20	16	16	16	16	16	16	16	480	480	480	480	480	480	480	480								
	16	16	16	16	16	16	16	16	480	480	480	480	480	480	480	480								

Tabla 44 – Solar termoelectrica: CCP con almacenamiento

Estándar: MW instalados:	STE2 949		Año de puesta en marcha ---->																						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	6,00	6,20	6,84	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
Capacidad											50	100	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Horas de funcionamiento en 2014	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	3.530	

R o

EUR/MWh

Año de explotación ----->

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008	20	20	18	15	11	8	4	4
2009	20	20	18	15	11	8	4	4
2010	20	20	18	15	11	8	4	4
2011	20	20	18	15	11	8	4	4
2012	20	20	18	15	11	8	4	4
2013	20	20	18	15	11	8	4	4
2014	20	20	18	15	11	8	4	4
2015		18	15	11	8	4	4	4
2016			15	11	8	4	4	4
2017				11	8	4	4	4
2018					8	4	4	4
2019						4	4	4
2020							4	4

R inv

000 EUR /MW

Año de explotación ----->

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008	746	746	746	746	746	746	746	746
2009	642	642	642	642	642	642	642	642
2010	665	665	665	665	665	665	665	665
2011	762	762	762	762	762	762	762	762
2012	684	684	684	684	684	684	684	684
2013	613	613	613	613	613	613	613	613
2014	613	613	613	613	613	613	613	613
2015		613	613	613	613	613	613	613
2016			613	613	613	613	613	613
2017				613	613	613	613	613
2018					613	613	613	613
2019						613	613	613
2020							613	613
2021								613

E. Hidroeléctrica

Tabla 45 – Hidroeléctrica: P ≤ 10 MW fluyente (b.4.1)

Estándar:	Año de puesta en marcha ---->																								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX	1,68	1,67	1,65	1,66	1,67	1,67	1,69	1,74	1,82	1,94	1,98	1,94	1,93	1,96	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Capacidad	733	39	46	41	29	48	26	41	37	26	19	21	9	4	9	3									
Horas de funcionamiento en 2014	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774

Estándar: HID1
 MW instalados: 1,131

R o

EUR/MWh

Año de explotación ----->	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								

R inv

000 EUR./MW

Año de explotación ----->	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								

Tabla 46 – Hidroeléctrica: P ≤ 10 MW pie de presa (b.4.2)

Estándar: MW instalados:	HID2 282		Año de puesta en marcha ---->																						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
CAPEX	EUR/MW	1,17	1,17	1,16	1,17	1,17	1,18	1,22	1,28	1,36	1,39	1,36	1,35	1,37	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Capacidad	MW	183	10	12	10	7	6	10	9	6	5	5	2	1	2	0									
Horas de funcionamiento en 2014	horas	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774	2.774

R o

EUR/MW/h

Año de explotación ----->

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021

R inv

000 EUR /MW

Año de explotación ----->

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021

Año de Puesta en Marcha	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
1998																									
1999																									
2000																									
2001																									
2002																									
2003																									
2004																									
2005																									
2006																									
2007																									
2008																									
2009																									
2010																									
2011																									
2012																									
2013																									
2014																									
2015																									
2016																									
2017																									
2018																									
2019																									
2020																									

Año de Puesta en Marcha	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
1998																									
1999																									
2000																									
2001																									
2002																									
2003																									
2004																									
2005																									
2006																									
2007																									
2008																									
2009																									
2010																									
2011																									
2012																									
2013																									
2014																									
2015																									
2016																									
2017																									
2018																									
2019																									
2020																									

Año de Puesta en Marcha	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
1998																									
1999																									
2000																									
2001																									
2002																									
2003																									
2004																									
2005																									
2006																									
2007																									
2008																									
2009																									
2010																									
2011																									
2012																									
2013																									
2014																									
2015																									
2016																									
2017																									
2018																									
2019																									
2020																									

Año de explotación ----->	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003								
2004								
2005								
2006								
2007								
2008								
2009								
2010								
2011								
2012								
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								

Tabla 47 – Hidroeléctrica: 10 < P ≤ 50 MW (b.5)

Estándar: MW instalados:	HID3 660	
	Estándar	660
CAPEX	EUR/MW	0,92
Capacidad	MW	378
Horas de funcionamiento en 2014	horas	2.502

R inv

000 EUR /MW

Año de puesta en marcha	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
1998	0,92	0,92	0,91	0,92	0,92	0,92	0,93	0,96	1,00	1,07	1,09	1,07	1,06	1,08	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
1999																									
2000																									
2001																									
2002																									
2003																									
2004																									
2005																									
2006																									
2007																									
2008																									
2009																									
2010																									
2011																									
2012																									
2013																									
2014																									
2015																									
2016																									
2017																									
2018																									
2019																									
2020																									

R o

EUR/MW/h

Año de puesta en marcha	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
1998	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
1999																									
2000																									
2001																									
2002																									
2003																									
2004																									
2005																									
2006																									
2007																									
2008																									
2009																									
2010																									
2011																									
2012																									
2013																									
2014																									
2015																									
2016																									
2017																									
2018																									
2019																									
2020																									

Tabla 49 – Biomasa: de origen industrial (b.8)

Estándar:	BIO2		Año de puesta en marcha ---->																								
	MW instalados:	217	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Combustible:	Biomasa (b8)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021		
CAPEX	EUR/MW	1,43	1,50	1,57	1,65	1,73	1,82	1,91	2,00	2,10	2,20	2,31	2,42	2,54	2,67	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
Capacidad	MW	5	38	12	52	18	18	18	8	48	1	1	1	14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Horas de funcionamiento en 2014	horas	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500	6.500

R o	Año de explotación ----->																								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Año de explotación ----->											Año de explotación ----->					
EUR/MW	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
1998	25	24	22	20	16	13	9	9	1998	135	135	135	135	135	135	135	1998	135	135	135	135	135	135	135	
1999	25	24	22	20	16	13	9	9	1999	107	107	107	107	107	107	107	1999	107	107	107	107	107	107	107	
2000	25	24	22	20	16	13	9	9	2000	105	105	105	105	105	105	105	2000	105	105	105	105	105	105	105	
2001	25	24	22	20	16	13	9	9	2001	119	119	119	119	119	119	119	2001	119	119	119	119	119	119	119	
2002	25	24	22	20	16	13	9	9	2002	126	126	126	126	126	126	126	2002	126	126	126	126	126	126	126	
2003	25	24	22	20	16	13	9	9	2003	136	136	136	136	136	136	136	2003	136	136	136	136	136	136	136	
2004	25	24	22	20	16	13	9	9	2004	145	145	145	145	145	145	145	2004	145	145	145	145	145	145	145	
2005	25	24	22	20	16	13	9	9	2005	204	204	204	204	204	204	204	2005	204	204	204	204	204	204	204	
2006	25	24	22	20	16	13	9	9	2006	230	230	230	230	230	230	230	2006	230	230	230	230	230	230	230	
2007	25	24	22	20	16	13	9	9	2007	260	260	260	260	260	260	260	2007	260	260	260	260	260	260	260	
2008	25	24	22	20	16	13	9	9	2008	290	290	290	290	290	290	290	2008	290	290	290	290	290	290	290	
2009	25	24	22	20	16	13	9	9	2009	249	249	249	249	249	249	249	2009	249	249	249	249	249	249	249	
2010	25	24	22	20	16	13	9	9	2010	249	249	249	249	249	249	249	2010	249	249	249	249	249	249	249	
2011	25	24	22	20	16	13	9	9	2011	249	249	249	249	249	249	249	2011	249	249	249	249	249	249	249	
2012	25	24	22	20	16	13	9	9	2012	16	13	9	9	9	9	9	2012	249	249	249	249	249	249	249	
2013	25	24	22	20	16	13	9	9	2013	13	9	9	9	9	9	9	2013	249	249	249	249	249	249	249	
2014	24	22	20	16	13	9	9	9	2014	9	9	9	9	9	9	9	2014	249	249	249	249	249	249	249	
2015	22	20	16	13	9	9	9	9	2015	9	9	9	9	9	9	9	2015	249	249	249	249	249	249	249	
2016	20	16	13	9	9	9	9	9	2016	9	9	9	9	9	9	9	2016	249	249	249	249	249	249	249	
2017	20	16	13	9	9	9	9	9	2017	9	9	9	9	9	9	9	2017	249	249	249	249	249	249	249	
2018	16	13	9	9	9	9	9	9	2018	9	9	9	9	9	9	9	2018	249	249	249	249	249	249	249	
2019	9	9	9	9	9	9	9	9	2019	9	9	9	9	9	9	9	2019	249	249	249	249	249	249	249	
2020	9	9	9	9	9	9	9	9	2020	9	9	9	9	9	9	9	2020	249	249	249	249	249	249	249	

G. Biogás

Tabla 50 – Biogás: recuperado en los vertederos controlados (b.7.1)

Estándar:	BGA1		Año de puesta en marcha ---->																								
	MW instalados:	120	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Combustible:	Biogás vertedero		1,23	1,24	1,26	1,28	1,29	1,31	1,32	1,34	1,36	1,37	1,39	1,41	1,42	1,44	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Capacidad	MW	11	3	7	5	4	5	3	3	9	4	3	2	6	3	1	0										
Horas de funcionamiento en 2014:	horas	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	4.235	

R o

Año de explotación ----->

EUR/MWh

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

R inv

Año de explotación ----->

000 EUR/MW

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

Año de Puesta en Marcha <-----

28	28	28	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	
59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119
109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47

Tabla 53 – Tratamiento y reducción de lodos (de aceite d.2)

Estándar:	TRE2	Re	Rt	SSAA		horas brutas	Año de puesta en marcha ---->																											
				40%	36%		0%	n.a.	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021		
MW instalados:	211	0,72	0,72	0,72	0,72	0,76	0,78	0,78	0,78	0,78	0,79	0,82	0,86	0,91	0,94	1,00	0,96	1,00	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	
Combustible:	Gas Natural																																	
CAPEX	EUR/MW	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000		
Capacidad	MW																																	
Horas de funcionamiento en 2014	horas	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	

R O

EUR/MW/h	Año de explotación ----->																																			
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021																				
1998																	1998																			
1999																	1999																			
2000																	2000																			
2001																	2001																			
2002																	2002																			
2003																	2003																			
2004																	2004																			
2005																	2005																			
2006																	2006																			
2007																	2007																			
2008																	2008																			
2009																	2009																			
2010																	2010																			
2011																	2011																			
2012																	2012																			
2013																	2013																			
2014																	2014																			
2015																	2015																			
2016																	2016																			
2017																	2017																			
2018																	2018																			
2019																	2019																			
2020																	2020																			

R inv

000 EUR/MW	Año de explotación ----->																																		
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021																			
1998																	1998																		
1999																	1999																		
2000																	2000																		
2001																	2001																		
2002																	2002																		
2003																	2003																		
2004																	2004																		
2005																	2005																		
2006																	2006																		
2007																	2007																		
2008																	2008																		
2009																	2009																		
2010																	2010																		
2011																	2011																		
2012																	2012																		
2013																	2013																		
2014																	2014																		
2015																	2015																		
2016																	2016																		
2017																	2017																		
2018																	2018																		
2019																	2019																		
2020																	2020																		

I. Combustión de Residuos

Tabla 54 – Instalaciones de residuos domésticos (RSU) y similares (c.1)

Estándar: MW instalados:	CRE1		Año de puesta en marcha ---->																								
	285		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2020
CAPEX	EUR/MW	4,84	4,93	5,03	5,13	5,23	5,34	5,44	5,55	5,66	5,78	5,89	6,01	6,13	6,25	6,37	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Capacidad	MW	0	0	0	22	6	0	100	0	10	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Horas de funcionamiento en 2014	horas	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842	5.842

R o

EUR/MWh

000 EUR /MW

R inv

000 EUR /MW

Año de explotación ----->

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

Año de Puesta en Marcha ----->

1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

Año de explotación ----->

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
82	82	82	82	36	36	36	
105	105	105	105	59	59	59	
113	113	113	73	73	73	73	
96	96	96	75	75	75	75	
75	75	75	75	75	75	75	
52	52	52	52	52	52	52	
28	28	28	28	28	28	28	
2	2	2	2	2	2	2	
2	2	2	2	2	2	2	

Tabla 55 – Instalaciones de residuos industriales, gas residual (c.2)

Estándar:		CRE2																										
MW instalados:		267																										
Año de puesta en marcha ---->																												
CAPEX	EUR/MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2020		
Capacidad	MW	3,96	4,07	4,19	4,31	4,43	4,55	4,68	4,81	4,94	5,08	5,23	5,37	5,52	5,68	5,84	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	
Horas de funcionamiento en 2014	horas	14	11	0	29	12	0	19	0	0	0	0	26	0	78	12	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163	4.163		
				Año de explotación ----->																								
R o		000 EUR/MWh																										
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021			
		112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
		151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151
		169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
		167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
		164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
		137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
		137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
		121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
		103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103
		85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
		81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
		62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
		79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
		85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
		85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
		81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81

IV. Bibliografía

A. Eólica

Para la construcción del estándar de energía eólica se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **AEE:** Evolución de la capacidad unitaria por aerogenerador
- **Banco Mundial:** materias primas
- **Bloomberg:** Wind turbine Price Index H2 2013 para precios de turbinas a nivel europeo entre 2006 y 2014E
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Entrevistas con sector:** (promotores, fabricantes y proveedores O&M) – Costes de inversión y operación y desglose de ambos
- **Intermoney:** Referencias de costes de O&M entre 1998 y 2012
- **PER:** Plan de Energías Renovables 2005-2010 y 2011-2020 – Referencias de costes de inversión y explotación
- **RBSC:** experiencia en proyectos – Precios de turbinas
- **UN Comtrade:** materias primas

Retribución y horas

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

CAPEX

Para la construcción del CAPEX, se han empleado 3 estudios que representan aproximadamente 60% (14 GW), 10% (2 GW) y 5% (1 GW) del mercado eólico español. La base de datos fue filtrada para eliminar valores extremos y los datos utilizados fueron contrastados con expertos del sector.

Para la construcción del CAPEX, además de las fuentes anteriores, se han empleado datos recogidos en entrevistas con el sector. En aquellos años en los que no se disponía de datos se ha interpolado y se ha ajustado conforme a la experiencia de RBSC.

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

OPEX

Para la construcción del OPEX, se ha empleado una base de datos representativa de aproximadamente 60% del mercado eólico español que se ha completado con datos recogidos en entrevistas con el sector y se ha calculado por año de puesta en marcha.

Para el cálculo del coste de operación a futuro se ha estimado que seguirá una crecimiento constante del 1% hasta 2020.

B. Cogeneración

Para la construcción del estándar de cogeneración se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **AEAT** (Agencia Tributaria): gas natural de importación (datos de la aduana)
- **Banco Mundial:** barril de Brent
- **Bloomberg:** barril de Brent, gas natural, carbón, derechos de emisión CO₂
- **BOE:** CMP (Coste de la Materia Prima) del Gas Natural
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Comunidad de Madrid:** Guía de la cogeneración 2010
- **EIA** (US Energy Information Agency): Precio de Gas Natural
- **Entrevistas con sector** (asociaciones y productores): Costes de inversión y explotación basados en instalaciones reales
- **IEA** (International Energy Agency): Precio de Gas Natural y combustibles para industria
- **NYMEX** (New York Mercantile Exchange): Gas Natural
- **OPEP** (Organización de Países Exportadores de Petróleo): barril de Brent

Retribución, Horas y Precios de venta de energía eléctrica al sistema (vs. Precios de compra de energía eléctrica sustituida)

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

En la estimación de los **ingresos** recibidos históricamente por las instalaciones de cogeneración, se han tenido en cuenta tres conceptos complementarios:

- En primer lugar, los ingresos por la venta de electricidad vertida al sistema.
- En segundo lugar, los ingresos por la venta de electricidad al sistema/proceso adjunto a la cogeneradora (frecuentemente un proceso industrial), valorada al precio de la electricidad que tendría como consumidor industrial.
- Finalmente, se han tenido en cuenta los ingresos por venta de calor al proceso/sistema adjunto, con el fin de obtener resultados contrastables con los calculados por el IDAE.

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

Combustibles

Para calcular los precios de los distintos combustibles (gas natural, fueloil y carbón) se ha empleado el CMP (Coste de la Materia Prima) publicado en el BOE, con un modelo que tiene en cuenta el coste de peajes e impuestos aplicables a cada uno.

Descuento de calor – referencias internacionales:

- Países Bajos: ECN, informe "WKK 2008 – Onrendabele top berekeningen voor bestaande" (mayo 2008)
- Reino Unido: AEA, informe "Renewable CHP Heat Cost Curves for RHI Setting – report for the DECC" (septiembre 2012)

CAPEX

Para la construcción del CAPEX, se han empleado datos recogidos en entrevistas con el sector y ejemplos recogidos de proyectos RBSC representando aproximadamente un 12% del mercado español (750 MW). En aquellos años en los que no se disponía de datos se ha interpolado y se ha ajustado conforme a la experiencia de RBSC.

Hay que mencionar la existencia histórica de incentivos a la inversión, de particular importancia en la micro cogeneración, en la que hemos considerado ajustes del 20% en el CAPEX.

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

OPEX

Para la construcción del OPEX, se han empleado datos recogidos en entrevistas con el sector y ejemplos recogidos de proyectos RBSC. Se ha calculado el OPEX por año de puesta en marcha.

Para el cálculo del coste de operación a futuro se ha estimado que seguirá una evolución constante del 1% hasta 2020.

C. Solar Fotovoltaica

Para la construcción del estándar de solar fotovoltaica se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Entrevistas con sector** (promotores, propietarios, asociaciones y proveedores O&M): Costes de inversión y operación y desglose de ambos
- **EPIA** (European Photovoltaic Industry Association): referencias de CAPEX 2000-2010
- **PER** (Plan de Energías Renovables 2005-2010 y 2011-2020): puntos de referencia de costes de inversión y explotación
- **Registro Mercantil** (ej. cuentas auditadas): Costes de inversión y operación

Retribución y horas

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

CAPEX

Para la construcción del CAPEX, se ha empleado una base de datos representativa de aproximadamente 25% del mercado fotovoltaico español (1 GW). La base de datos fue filtrada para eliminar valores extremos y los datos utilizados fueron contrastados con expertos del sector.

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se han tenido en cuenta los costes de inversión actuales (2014, extrapolando 2013), y se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

Todos los valores están expresados en millones de euros por MW pico. Puesto que se han utilizado datos de instalaciones reales, no se ha aplicado una relación estándar entre MW nominal y MW pico, si bien en la muestra observada, el MW pico es un 15% superior al MW nominal, de media.

OPEX

Para la construcción del OPEX, se ha reconstruido el OPEX de 2012 por partidas para cada caso tipo y se ha deflactado con el IPC para el resto de años. No se ha calculado el OPEX por año de puesta sino que se ha empleado la misma senda para cada año de puesta en marcha. Dichos valores también fueron contrastados con fuentes del sector.

Todos los valores están expresados en miles de euros por MW pico. Puesto que se han utilizado datos de instalaciones reales, no se ha aplicado una relación estándar entre MW nominal y MW pico, si bien en la muestra observada, el MW pico es un 15% superior al MW nominal, de media.

Para el cálculo del coste de operación a futuro se ha estimado que seguirá una evolución constante del 1% hasta 2020.

D. Solar Termoeléctrica

Para la construcción del estándar de solar termoeléctrica se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Entrevistas con sector:** Costes de inversión y operación y desglose de ambos
- **PER** (Plan de Energías Renovables 2011-2020): puntos de referencia de costes de inversión y explotación
- **Registro Mercantil** (ej. cuentas auditadas): CAPEX, OPEX y desgloses de ambos

Retribución y horas

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

CAPEX

Para la construcción del CAPEX, se han obtenido los datos de inversión del 100% de las instalaciones a partir de las cuentas auditadas (activo material e inmaterial del 50% de las instalaciones sin tener en cuenta depreciaciones), datos publicados por los propietarios de las instalaciones (20%) y entrevistas con el sector (30%). Estos datos no tienen en cuenta las inversiones adicionales realizadas con posterioridad a la fecha de puesta en marcha debido a averías.

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

OPEX

Para la construcción del OPEX, se ha empleado el OPEX de 2012 del 50% del total de instalaciones y se ha deflactado con el IPC para el resto de años. No se ha calculado el OPEX por año de puesta sino que se ha empleado la misma senda para cada año de puesta en marcha. Dichos valores también fueron contrastados con fuentes del sector mediante un ejercicio de reconstrucción *bottom-up* de cada una de las partidas.

Para el cálculo del coste de operación a futuro se ha reducido la partida de gas debido a la previsión de que la generación con gas disminuya como consecuencia de la retirada de la prima por este concepto a partir de 2013. A partir de 2014 se ha estimado que el coste de operación seguirá una evolución constante del 1% hasta 2020.

E. Hidroeléctrica

Para la construcción del estándar de hidroeléctrica se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Entrevistas con sector** (propietarios y gestores de centrales, asociaciones): Costes de inversión y operación y desglose de ambos
- **Experiencia RBSC** en proyectos anteriores
- **PER** (Plan de Energías Renovables 2005-2010 y 2011-2020): puntos de referencia de costes de inversión y explotación

Retribución y horas

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

CAPEX

Para la construcción del CAPEX, se han obtenido una serie de datos de inversión para 2012 a través de entrevistas con el sector, se ha deflactado con el IPRI para el resto de años y se ha contrastado con los costes de aproximadamente 300 MW de plantas reales.

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

OPEX

Para la construcción del OPEX, se ha empleado el OPEX de 2012 que se ha obtenido a través de entrevistas con el sector, se ha deflactado con el IPC para el resto de años. No se ha calculado el OPEX por año de puesta sino que se ha empleado la misma senda para cada año de puesta en marcha. Se han contrastado los resultados con los costes operacionales de aproximadamente 300 MW de plantas reales.

Para el cálculo del coste de operación a futuro se ha estimado que seguirá una crecimiento constante del 1% hasta 2020.

F. Biomasa

Para la construcción del estándar de biomasa se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Entrevistas con sector** (productores, propietarios y explotadores de plantas): Precios de biomasa, costes de inversión y explotación
- **PER** (Plan de Energías Renovables 2005-2010 y 2011-2020): puntos de referencia de consumos y coste de materias primas

Retribución y horas

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

CAPEX

Para la construcción del CAPEX se ha empleado un estudio de 35 MW además de otros datos recogidos en entrevistas con agentes del sector (productores, propietarios y explotadores de plantas). En aquellos años en los que no se disponía de datos se ha interpolado y se ha ajustado conforme a la experiencia de RBSC.

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

OPEX

Para la construcción del OPEX (y en particular para calcular los costes de los insumos), se ha empleado un estudio de 35 MW además de otros datos recogidos en entrevistas con agentes del sector.

G. Biogás

Para la construcción del estándar de biogás se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Entrevistas con sector** (productores, propietarios y explotadores de plantas): Costes de inversión y explotación

Retribución y horas

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

CAPEX

Para la construcción del CAPEX se han empleado datos recogidos en entrevistas con el sector. En aquellos años en los que no se disponía de datos se ha interpolado y se ha ajustado conforme a la experiencia de RBSC.

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

OPEX

Para la construcción del OPEX, se han empleado datos recogidos en entrevistas con el sector.

H. Tratamiento de residuos

Para la construcción del estándar de biomasa se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **ADAP** (Informe junio 2011): puntos de referencia de costes de inversión
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Entrevistas con sector** (asociaciones y productores): Costes de inversión y explotación basados en instalaciones reales

Retribución y horas

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

CAPEX

Para la construcción del CAPEX se han empleado estudios y datos recogidos en entrevistas con el sector (ej. en Purines, 2 estudios representando 55MW y más del 80% del mercado español; y en Orujo un estudio que representa más del 80% del mercado español).

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

OPEX

Para la construcción del OPEX, se han empleado estudios y datos recogidos en entrevistas con el sector (ver fuentes CAPEX).

I. Combustión de residuos

Para la construcción del estándar de biomasa se han utilizado las siguientes fuentes:

- **IDAE:** Información de costes de instalaciones concretas puesta a disposición para la realización del informe
- **CNE:** capacidad instalada, horas equivalentes, retribución y producción eólica por opción de venta (base de datos de noviembre 2013)
- **Entrevistas con sector** (asociaciones y productores): Costes de inversión y explotación basados en instalaciones reales (ej. consumo de gas y electricidad)

Retribución y horas

Para el cálculo de la retribución histórica recibida y de las horas de funcionamiento pasado de las instalaciones tipo se ha utilizado la base de datos de liquidaciones publicada por la CNE (actualización de noviembre 2013).

Durante el procesamiento de dicha base de datos se han identificado inconsistencias en la misma y se han realizado ajustes tras las sesiones de trabajo con el IDAE.

CAPEX

Para la construcción del CAPEX se han empleado estudios y datos recogidos en entrevistas con el sector (ej. c.1: dos estudios con aprox. 60% (aprox. 170 MW) y el aprox. 20% (aprox. 50 MW) de la capacidad instalada, respectivamente; c.2: dos estudios con aprox. 50% de la capacidad instalada (aprox. 80 MW) y la totalidad de plantas de Licores Negros (160 MW).

Para el cálculo del coste de inversión a futuro se ha estimado que seguirá constante hasta 2020.

OPEX

Para la construcción del OPEX, se han empleado estudios y datos recogidos en entrevistas con el sector (ver fuentes CAPEX).

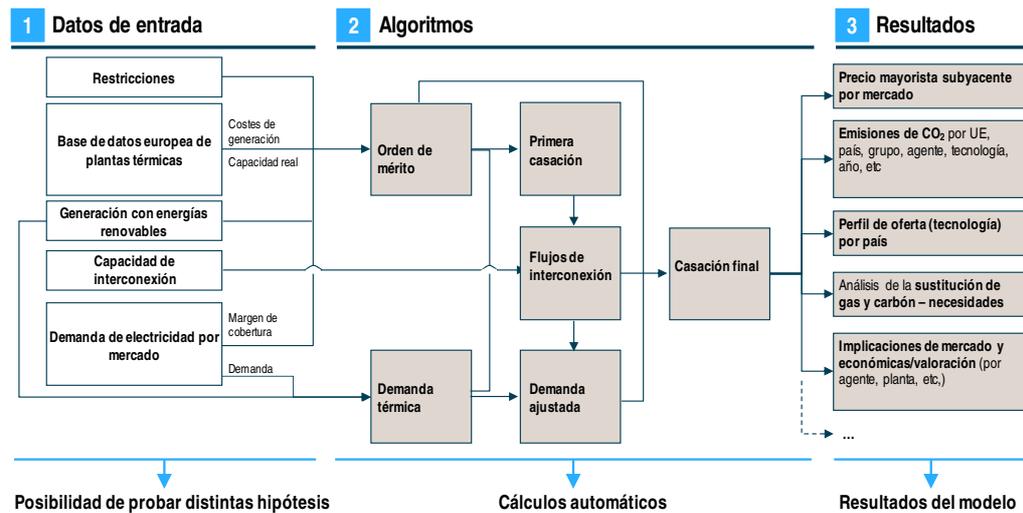
V. Roland Berger: Modelo Mayorista de Electricidad

RBSC desarrolló un Modelo Mayorista de Electricidad para pronosticar escenarios detallados de evolución a 2030. Este modelo es una herramienta probada de previsión para los mercados ibérico y europeo.

- > Cobertura de **16 mercados en Europa**, representando más del 93% del consumo de electricidad europeo total y simulando interconexiones entre países con limitaciones y flujos reales para determinados diferenciales de precio – relevante para precios ibéricos
- > **Elección entre 3 precios (pico, hombro, base) o 120 casaciones oferta/demanda** según el uso de la producción y el tiempo disponible y basándose en la naturaleza específica de demanda/carga de cada mercado – 3 es suficiente para previsiones a largo plazo
- > Utilización de la **base de datos de plantas reales** (incluyendo plantas actuales y futuras) representando toda la capacidad de generación de todos los países seleccionados – más de 15.000 plantas/unidades en Europa, clasificadas en detalle
- > Simulación de generación de energía renovable según la evolución de las diferentes tecnologías y la disponibilidad histórica por periodo, en detalle
- > Simulación de **estrategias del sistema de ofertas según el ratio de cobertura por periodo en cada mercado** (marginal, marginal + O&M¹), coste total) y la cuota de mercado de los principales agentes (impacto en cartera) – impacto neutral a largo plazo
- > **Obtención de principales resultados por país/mercado, agente y tecnología** – curvas forward, mix de producción, estructura de PyG (ingresos, EBITDA), factores de carga, emisiones de CO₂, uso de combustible y programación, etc.

1) Operación & Mantenimiento

La metodología y el enfoque del modelo están basados en el racional de formación de precios de electricidad.



Detalle de los datos de entrada, algoritmos y resultados del modelo:

1 Datos de entrada	2 Algoritmos	3 Resultados
<p>Adiciones /desmantelamiento</p> <ul style="list-style-type: none"> > Platts para Europa – detalle de Iberia > Detalle de nuclear > Interconexiones 	<p>Orden de mérito y ofertas</p> <ul style="list-style-type: none"> > Orden de mérito anual – 3 órdenes en función de los ratios de cobertura (coste marginal, más O&M, coste total) > Utilización mínima – horas de mayor demanda (curva de carga asociada) > Estrategia de precios – las plantas responden de la misma forma que el ratio de cobertura > Internacionalización del CO₂ – precio del carbón internacionalizado al 100% 	<p> Mercados</p> <ul style="list-style-type: none"> > Dinámica de mercados europeos críticos – 16 países con 93% del consumo > Mercados de CO₂ europeos relevantes – Suiza y Noruega incluidos debido a su importancia en la orden de mérito
<p>Datos de entrada para orden de mérito</p> <ul style="list-style-type: none"> > Disponibilidad – varía con la edad de la planta > Eficiencia – varía con la tecnología, año de puesta en marcha > Utilización mínima – en función de las restricciones 	<p> Interconexiones</p> <ul style="list-style-type: none"> > Flujos – el diferencial en "n-1" determina el flujo en "n", demanda ajustada en "n" (sumando/restando capacidad total) 	<p> Desglose</p> <ul style="list-style-type: none"> > Geográfico – país, región, global > Competitivo – planta y agente
<p>Restricciones</p> <ul style="list-style-type: none"> > Dinámica local – minería, regulación, etc. > Gas – TOPs (<i>Take Or Pays</i>) 	<p>Ajuste de demanda – térmica</p> <ul style="list-style-type: none"> > Energías renovables – restada de la demanda > Demanda térmica "neta" – ajustada con interconexiones 	
<p>Demanda</p> <ul style="list-style-type: none"> > Caracterización de la curva de carga – 120 Bloques anuales 		

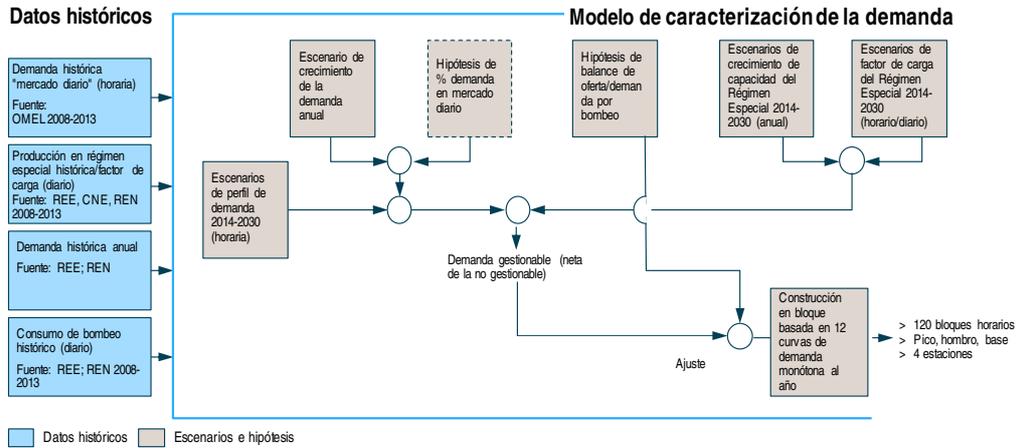
 Clave

Los datos se basan en fuentes de información públicas conocidas así como en la visión a futuro de RBSC.

		Fuentes consultadas por Roland Berger
Escenarios de precios de combustibles	Petróleo	> EIA, IEA, OPEC, IEEJ, EIU, etc.
	Carbón	> IEA, UE ¹⁾ , Argus, Bloomberg
	CO₂	> Ecosecurities, UNESA, Analistas
	Uranio	> Bloomberg, Energy Economist
Evolución de O/D de electricidad – Precios de electricidad	Capacidad/tecnología	> UNESA, Foro Nuclear, PER, Platts, UE, etc.
	Demanda	> Escenarios de crisis (C/P), Escenarios de crecimiento a L/P

1) Unión Europea: Dirección General de Energía y Transporte

La caracterización de la demanda se basa en datos históricos y escenarios de capacidad:



La base de datos de plantas es detallada y actualizada para calcular los costes de generación por país:

UNIT ID	UNIT	COMPANY	COUNTRY	Capacity	BUS/TYPE	STATUS	YEAR IN	YEAR OUT	FUEL CATEGORY	2004 Efficiency	2015 Efficiency	2008 Base Var. Cost	2008 Shoulder Var. x	2008 Peak Full Cost
3194	HAME WILLAERT IC 1	RABEL DISTRIBUTION	BELGIUM	91,000	UTL	OPR	2003	2030	BIO MASS, WASTE, OTHERS	30%	30%	€ 0,808	€ 0,808	€ 1,204
3197	BATTICE RADMEKER II	RABEL DISTRIBUTION	BELGIUM	91,000	UTL	OPR	2003	2030	BIO MASS, WASTE, OTHERS	30%	30%	€ 0,837	€ 0,837	€ 1,228
3204	LANDLUX OT 7	SPE - SOC PRODUCTION D'ELEC	BELGIUM	80,150	UTL	OPR	1976	2000	GAS	30%	30%	€ 0,778	€ 0,795	€ 1,064
3105	MONGIN OT 1	SPE - SOC PRODUCTION D'ELEC	BELGIUM	80,150	UTL	OPR	1983	2010	GAS	30%	30%	€ 0,815	€ 0,831	€ 1,177
3158	JENPE SOLVAY GT	ELECTRABEL SA	BELGIUM	60,000	UTL	OPR	2000	2030	BIO MASS, WASTE, OTHERS	30%	30%	€ 0,464	€ 0,758	€ 0,821
3104	ANTWERP ROSARIUM K ROSARIUM	ROSLUVER/JARTOS NV	BELGIUM	51,500	COMM GREENHOUSE	OPR	1998	2030	GAS	na	na	€ 0,662	€ 1,594	€ 2,055
3104	ANTWERP ROSARIUM K ROSARIUM	ROSLUVER/JARTOS NV	BELGIUM	51,500	COMM GREENHOUSE	OPR	1998	2030	GAS	na	na	€ 0,728	€ 0,813	€ 1,227
3107	NOODERWILM BERINCK ELECTRABEL SA	ELECTRABEL SA	BELGIUM	49,500	UTL	OPR	1998	2030	GAS	na	na	€ 0,789	€ 0,795	€ 1,064
3108	NOODERWILM BERINCK ELECTRABEL SA	ELECTRABEL SA	BELGIUM	49,500	UTL	OPR	1998	2030	GAS	na	na	€ 0,789	€ 0,795	€ 1,064
3108	WAZZEL FACTORY IC 1 RAFFINERIE TRIBLEMONTSE SA	RAFFINERIE TRIBLEMONTSE SA	BELGIUM	47,500	MFG FOOD PRODUCTS	OPR	1998	2030	GAS	na	na	€ 0,790	€ 0,796	€ 1,065
3108	RINDZAART DC 1	SPE - SOC PRODUCTION D'ELEC	BELGIUM	47,500	UTL	OPR	1998	2030	GAS	na	na	€ 0,790	€ 0,796	€ 1,065
3108	HARELBEKE HULSTE IC WEST-VLAAMSCHE ELEK (VWEM)	ELECTRABEL SA	BELGIUM	47,500	UTL	OPR	1999	2030	GAS	na	na	€ 0,791	€ 0,797	€ 1,066
3108	HARELBEKE HULSTE IC WEST-VLAAMSCHE ELEK (VWEM)	ELECTRABEL SA	BELGIUM	47,500	UTL	OPR	1999	2030	GAS	na	na	€ 0,791	€ 0,797	€ 1,066
3111	ANDERLICHT AM IC 1	ELECTRABEL SA	BELGIUM	44,300	UTL	OPR	1999	2030	GAS	na	na	€ 0,792	€ 0,798	€ 1,067
3115	MELSELE PUK IC 1	ELECTRABEL SA	BELGIUM	43,000	UTL	OPR	1999	2030	GAS	na	na	€ 0,793	€ 0,799	€ 1,068
3162	GENK LANGERLO 2 GT	ELECTRABEL SA	BELGIUM	43,000	UTL	OPR	1998	2030	GAS	na	na	€ 0,794	€ 0,800	€ 1,069
3163	RUWEN 2 GT 1	ELECTRABEL SA	BELGIUM	43,000	UTL	OPR	1998	2030	GAS	na	na	€ 0,794	€ 0,800	€ 1,069
3164	LEUVEN INTERBREW	ROSLUVER/JARTOS NV	BELGIUM	39,400	MFG FOOD PRODUCTS	OPR	na	na	na	na	na	€ 0,795	€ 0,801	€ 1,070

- Identificación detallada:**
- Unidad
 - Planta
 - Compañía
 - País
 - Tipo de planta
 - Estatus
 - Año de puesta en marcha
 - Tecnología
 - Otros

Año de desmantelamiento:

- Vida útil de cada tecnología
- Análisis caso por caso

Eficiencia por planta

- Desde 2005 a 2030
- basada en años de puesta en marcha, tamaño, combustible y tecnología

Coste de generación por planta

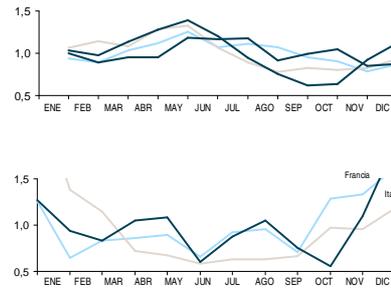
- Desde 2005 to 2030
- Coste marginal (combustible + CO₂)
- Costes operacionales
- Coste total

El modelo incluye variables como la disponibilidad de energía hidroeléctrica/eólica y curvas de demanda:

Precipitación y viento

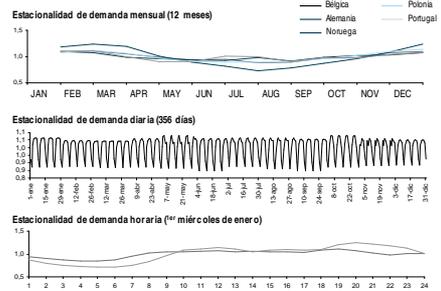
- Concept**
- > Operación en años de sequía, húmedos o medios
 - > Patrones de viento mensuales y horarios
 - > Estacionalidad observada – ejemplos (base 1) España, Francia, Alemania e Italia

Ejemplos de datos de entrada



Demanda

- > Crecimiento anual
- > Estacionalidad
 - Mensual
 - Diaria (tipo de mes)
 - Horaria (Tipo de día)



El algoritmo del modelo de RBSC genera órdenes de mérito y su precio marginal para cada bloque horario:

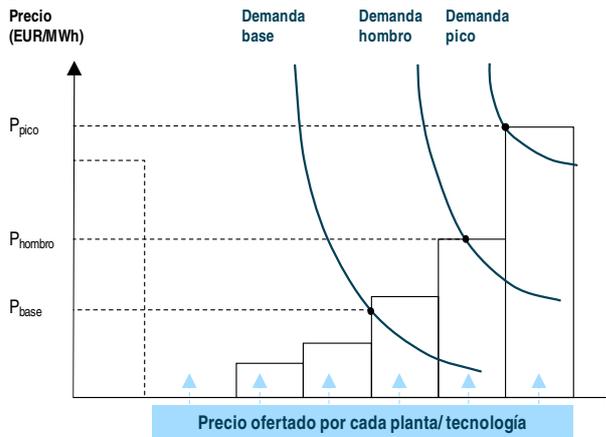
ID	Country	Fuel Category	2015 Global Ranking			Capacity (potential)	Minimum Utilization	Maximum Availability	Hourly Supply (Real capacity)	CO2 emission (t per MWh)	CO2 cost (EUR per MWh)	2015		
			Base Ranking	Shoulder Ranking	Peak Ranking							Base/Var. Cost	Shoulder/Var. + x	Peak/Full Cost
9103	GERMANY	HARD-COAL	5,317	9,217	11,229	0.0030	0	7163	0.0025	0.049	€ 0.4983	€ 1.2318	€ 2.0387	
Ranking de plantas: - Por coste marginal - Por coste marginal y O&M - Por coste total - Pais por pais - Desde 2005 hasta 2030														
Capacidad por planta: - Capacidad instalada - Ajustada por disponibilidad														
Disponibilidad por planta: - Desde 2005 hasta 2030 - Basado en combustible, dimensión y edad														
9004	FRANCE	HARD-COAL	11,363	7,291	7,722	0.0040	0	7018	0.0032	0.162	€ 0.8897	€ 1.8848	€ 1.8256	
9113	GERMANY	HARD-COAL	12,083	5,872	9,857	0.0040	0	7018	0.0032	0.162	€ 0.9248	€ 0.9300	€ 1.8524	
21608	SPAIN	OIL	12,073	13,133	13,143	0.0040	0	7018	0.0032	0.162	€ 0.9241	€ 1.9184	€ 2.7629	
6877	NETHERLANDS	GAS	8,524	11,380	10,788	0.0050	0	7018	0.0032	0.162	€ 0.9271	€ 1.8956	€ 1.9721	
6878	NETHERLANDS	GAS	12,126	13,063	13,135	0.0050	0	7018	0.0040	0.162	€ 0.9281	€ 1.9732	€ 2.7288	
7737	SPAIN	GAS	231	1,376	5,241	0.0050	0	7018	0.0040	0.162	€ 0.9171	€ 0.4496	€ 1.3635	
21563	SPAIN	OIL	8,033	5,240	2,287	0.0050	0	7018	0.0040	0.049	€ 0.6214	€ 0.8942	€ 1.0117	
3102	BELGIUM	BIOMASS, WASTE, OTHE	6,826	4,296	2,892	0.0060	0	7018	0.0048	0.049	€ 0.5275	€ 0.8059	€ 1.0960	
3182	BELGIUM	GAS	7,866	11,229	7,376	0.0060	0	7018	0.0048	0.049	€ 0.6103	€ 1.4628	€ 1.5907	
3303	DENMARK	GAS	2,399	3,242	3,653	0.0060	0	6968	0.0048	0.162	€ 0.1843	€ 0.7006	€ 1.1947	
10144	UK(ENGLAND & WALES)	HARD-COAL	2,517	2,996	2,367	0.0060	0	7018	0.0048	0.162	€ 0.1941	€ 0.6735	€ 0.8296	
3238	CZECH REPUBLIC	GAS	115	6,507	5,381	0.0060	0	7018	0.0048	0.162	€ 0.9094	€ 0.9158	€ 1.9275	
3109	BELGIUM	BIOMASS, WASTE, OTHE	0.0070	0.0070	0.0070	0.0060	0	6968	0.0048	0.162	€ 0.9345	€ 1.5528	€ 1.6971	
3180	BELGIUM	GAS	0.0070	0.0070	0.0070	0.0060	0	7372	0.0059	0.162	€ 0.5534	€ 0.7583	€ 0.9654	
3182	BELGIUM	GAS	0.0070	0.0070	0.0070	0.0060	0	7018	0.0056	0.162	€ 0.7435	€ 1.4752	€ 2.4194	
3182	BELGIUM	GAS	0.0070	0.0070	0.0070	0.0060	0	7018	0.0056	0.162	€ 0.9856	€ 1.5329	€ 1.7086	
3303	DENMARK	GAS	0.0080	0.0080	0.0080	0.0060	0	7018	0.0064	0.162	€ 0.9071	€ 0.9152	€ 1.9836	
3182	BELGIUM	GAS	0.0110	0.0110	0.0110	0.0060	0	7018	0.0072	0.162	€ 0.2082	€ 0.6465	€ 1.5101	
3303	DENMARK	GAS	0.0110	0.0110	0.0110	0.0060	0	7018	0.0072	0.162	€ 0.2654	€ 1.3145	€ 2.0728	
10144	UK(ENGLAND & WALES)	HARD-COAL	0.0100	0.0100	0.0100	0.0060	0	7018	0.0080	0.162	€ 0.2974	€ 0.7116	€ 1.2023	
3238	CZECH REPUBLIC	GAS	0.0100	0.0100	0.0100	0.0060	0	6968	0.0080	0.162	€ 0.1376	€ 0.2401	€ 0.2784	
3109	BELGIUM	BIOMASS, WASTE, OTHE	0.0100	0.0100	0.0100	0.0060	0	7620	0.0087	0.162	€ 0.9833	€ 1.4066	€ 1.8785	
3182	BELGIUM	GAS	0.0110	0.0110	0.0110	0.0060	0	6968	0.0080	0.162	€ 0.1606	€ 0.2465	€ 0.5666	
3182	BELGIUM	GAS	0.0110	0.0110	0.0110	0.0060	0	6968	0.0088	0.162	€ 0.7488	€ 1.8945	€ 2.4205	
3182	BELGIUM	GAS	0.0110	0.0110	0.0110	0.0060	0	6968	0.0088	0.162	€ 0.9316	€ 1.9182	€ 1.4764	
3303	DENMARK	GAS	0.0110	0.0110	0.0110	0.0060	0	7620	0.0098	0.162	€ 0.6327	€ 0.8804	€ 1.5400	
33	BELGIUM	BIOMASS, WASTE, OTHERS	0.0110	0.0110	0.0110	0.0060	0	7620	0.0098	0.162	€ 0.5411	€ 1.2932	€ 2.2004	
3182	BELGIUM	BIOMASS, WASTE, OTHERS	0.0110	0.0110	0.0110	0.0060	0	7620	0.0098	0.162	€ 0.1938	€ 1.0472	€ 1.2510	
3182	BELGIUM	BIOMASS, WASTE, OTHERS	0.0130	0.0130	0.0130	0.0060	0	7018	0.0095	0.162	€ 0.5833	€ 0.9475	€ 1.3294	
3170	BELGIUM	GAS	0.0130	0.0130	0.0130	0.0060	0	6968	0.0095	0.162	€ 0.9475	€ 1.9448	€ 1.9448	
3170	BELGIUM	GAS	0.0130	0.0130	0.0130	0.0060	0	7372	0.0109	0.16	€ 0.1019	€ 0.16	€ 1.03	
3170	BELGIUM	GAS	0.0130	0.0130	0.0130	0.0060	0	7018	0.0110	0.16	€ 0.1019	€ 0.16	€ 1.03	
3217	BELGIUM	GAS	9,223	12,016	11,032	0	0	0	0	0	€ 0	€ 0	€ 108	
3224	BELGIUM	GAS	5,484	8,912	7,078	0	0	0	0	0	€ 0	€ 0	€ 336	
3337	DENMARK	GAS	3,209	3,167	6,927	0	0	0	0	0	€ 0	€ 0	€ 374	
33	BELGIUM	BIOMASS, WASTE, OTHERS	2,257	6,702	4,379	0	0	0	0	0	€ 0	€ 0	€ 715	
3182	BELGIUM	BIOMASS, WASTE, OTHERS	9,171	11,485	8,106	0	0	0	0	0	€ 0	€ 0	€ 851	
3164	BELGIUM	GAS	7,187	2,810	1,625	0	0	0	0	0	€ 0	€ 0	€ 362	
3170	BELGIUM	GAS	6,883	5,846	5,015	0	0	0	0	0	€ 0	€ 0	€ 378	

Costes CO₂ :
 - Desde 2005 hasta 2030
 - Depende del precio de CO₂ y emisiones específicas por planta

Coste de generación por planta
 - Desde 2005 hasta 2030
 - Coste marginal (combustible + CO₂)
 - Coste operacional
 - Coste total

El precio depende de la oferta y la demanda subyacentes – a L/P tiene que representar el coste total de la tecnología marginal:

Establecimiento del precio



1) * Take Or Pays*

Principales factores del precio

- Margen de cobertura (Capacidad/demanda pico)**
 - > Capacidad disponible en el mercado
 - > La sobrecapacidad implica ofertas más bajas (marginal vs. total)

- Competitividad del mix**
 - > Estructura de costes por tecnología – adiciones/desmantelamientos
 - > Niveles de combustible y CO₂
 - > Tecnología marginal

- Restricciones – generalmente neutrales a largo plazo**
 - > Existencia o no de TOPs¹⁾ de gas
 - > Problemas operacionales, los incentivos de competitividad/cartera pueden "forzar" determinadas ofertas

- No predecibles**
 - > Precipitación, recurso eólico, etc. – año medio para L/P

Las hipótesis de crecimiento de la demanda ibérica están basadas en previsiones de fuentes públicas:

	Tipo	País	Periodo	Fuente
1 Evolución de la demanda de electricidad	Crecimiento anual		> 2014-2017	> REE, análisis Roland Berger
			> 2018-2020	> Previsión Roland Berger
			> 2020-2030	> Previsión Roland Berger
	Crecimiento anual		> 2014-2017	> REN, análisis Roland Berger
			> 2018-2020	> REN (PDIRT)
			> 2020-2030	> Previsión Roland Berger
	Estacionalidad de la demanda		> 2008-2030	> CNE, REE > Escenario Roland Berger
			> 2008-2030	> REN > Escenario Roland Berger
	Evolución de la demanda "pico"	 + 	> 2008-2030	> REN / REE – "Informes cobertura de la demanda"

Los escenarios de capacidad ibéricos están definidos en base a previsiones de REN, REE y planes de los gobiernos:

	Tipo	País	Periodo	Fuente
2 Capacidad de generación nueva	Planes de capacidad		> 2014-2022	> Régimen ordinario : REE; PRE: PANER
			> 2022-2030	> Previsión Roland Berger Strategy Consultants
		> 2014-2022	> Régimen ordinario : REN (<i>Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT de Electricidade 2012-2022</i>); Régimen especial : PNAER	
		> 2022-2030	> Previsión Roland Berger Strategy Consultants	
3 Objetivo de margen de capacidad	Seguridad del suministro	 +	> 2014-2030	> Objetivo: 1,15 (REN, REE)

Los precios del petróleo y del CO₂ se estiman considerando previsiones y análisis de instituciones de reputación internacional:

	Tipo	País	Periodo	Fuente
4 Evolución de precios de combustible y CO ₂	Petróleo		> 2014-2017	> Previsión RBSC
			> 2018-2020	> Transición a largo plazo de escenarios de IEA
			> 2020-2030	> Fundamentales a largo plazo de IEA y RBSC (escenarios)
	Gas Natural		> 2014-2017	> EAT, INE, RBSC – Desacoplamiento de escenarios
			> 2018-2020	> AEAT, INE, RBSC – Recuperación progresiva de desacoplamiento
			> 2020-2030	> IEA – Evolución correlacionada con escenarios de IEA
	Carbón		> 2014-2030	> IEA
				
	CO ₂		> 2014-2030	> IEA
				

Hay dos fuentes de información clave para las previsiones a largo plazo del precio del petróleo – instituciones de referencia y productores de hidrocarburos:

Instituciones de investigación reputadas En el área de energía



- > **Agencia Internacional de Energía (IEA)** – consejero de política energética para 28 países miembros para asegurar energía segura, asequible y limpia para los ciudadanos
- > **Agencia de Información Energética (EIA)** – agencia estadística del departamento de Energía de los Estados Unidos. Su misión es proporcionar información, previsiones y análisis (independientes de la política energética) y promover una buena política, mercados eficientes y la educación ciudadana sobre energía y su interacción con la economía y el medio ambiente.

Países exportadores de petróleo



- > La **Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC)** incluye doce naciones en desarrollo cuyas economías dependen de los ingresos de la exportación de petróleo. Una de las misiones primordiales de OPEC es mantener el precio del petróleo estable y con precios "justos y razonables" para los productores y consumidores
- > Países exportadores de petróleo **Individuales**

