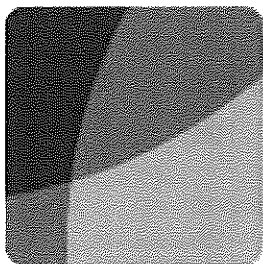




**COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN  
POR LA QUE SE APRUEBAN LOS PARÁMETROS  
RETRIBUTIVOS DE LAS INSTALACIONES TIPO  
APLICABLES A DETERMINADAS  
INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE  
FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES,  
COGENERACIÓN Y RESIDUOS Y SE ESTABLECE  
LA METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LA  
RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN**

**3 de abril de 2014**

**ENER/37/2014/EE**

## Índice

1. Antecedentes	7
2. Sistema retributivo aplicable a la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.	7
3. Contenido de la Propuesta.	12
4. Valoración general de la Propuesta	14
5. Consideraciones generales	17
5.1. Sobre la clasificación adoptada	17
5.2. Sobre la retribución a la operación	19
5.3. Sobre la retribución a la operación extendida	20
5.4. Sobre el incentivo a la inversión en sistemas eléctricos no peninsulares	21
5.5. Sobre los parámetros básicos	23
5.5.1. Análisis de la vida útil regulatoria	23
5.5.2. Análisis del ratio de inversión de determinadas instalaciones tipo considerado para el cálculo de la nueva retribución	24
5.6. Incidencia del cambio de modelo retributivo para las instalaciones objeto de la Propuesta	25
5.7. Análisis de la retribución específica de las instalaciones.	29
5.8. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para ejemplos de las instalaciones tipo más frecuentes.	31
6. Consideraciones particulares a la Propuesta.	33
6.1. Sobre los coeficientes de apuntamiento tecnológico.	33
6.2. Sobre singularidades detectadas en determinadas instalaciones tipo.	33
6.3. Consideraciones sobre el precio de mercado	43
6.4. Incremento de la retribución específica para ciertas instalaciones al aplicar el nuevo sistema retributivo.	44
6.5. Umbral de funcionamiento y horas equivalentes de funcionamiento mínimo para instalaciones sin derecho a percibir retribución a la inversión	45
6.6. Utilización de un REE superior al exigible para efectuar los cálculos retributivos	46
6.7. Pertenencia a una agrupación Solar PV a efectos retributivos	46
6.8. Consideraciones sobre los aspectos relativos a la liquidación de la retribución específica.	49

6.8.1. Consideraciones generales respecto de la liquidación	49
6.8.2 Clasificación de las instalaciones	49
7. Observaciones sobre el articulado	53
7.1 Sobre el artículo 6. Cálculo de la retribución para las instalaciones con hibridación.	53
7.2 Propuesta de una nueva Disposición transitoria XXX, respecto a las modificaciones sustanciales	53
7.3 Propuesta de una nueva Disposición transitoria XXX, respecto a las instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.	54
ANEXO I. Análisis del ratio de inversión de determinadas IT's	55
ANEXO II.1 Análisis comparativo entre el sistema retributivo anterior y el nuevo régimen retributivo específico para el año 2014 por tecnologías	71
ANEXO II.2 Análisis comparativo entre el sistema retributivo anterior y el nuevo régimen retributivo específico para ejemplos de los códigos de instalaciones tipo	76
ANEXO III.1. Instalaciones no clasificadas	96
ANEXO III.2. Instalaciones de tecnología fotovoltaica asignadas por defecto a la instalación tipo IT-01274	103
ANEXO IV. Códigos IT's sin instalaciones asociadas	106
ANEXO V. Resumen de alegaciones recibidas	113
V.1 Listado de alegaciones	114
V.2 Comentarios de índole general	127
V.3 Comentarios específicos, por tecnologías	132

## Tabla de gráficos

Gráfico 1. Retribución a la operación y retribución variable total por tecnologías en 2014.....	20
Gráfico 2. Análisis comparativo total entre la estimación según el anterior y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. ....	28
Gráfico 3. Análisis por tecnologías del porcentaje de instalaciones que dejan de percibir retribución específica o a la inversión, en relación con el total de instalaciones activas. ....	30
Gráfico 4. Análisis por tecnologías del porcentaje de potencia que deja de percibir retribución específica o a la inversión, en relación con el total de instalaciones activas. ....	31
Gráfico 5. Dispersión de horas equivalentes y tamaños para las agrupaciones existentes en el Código IT-00487. ....	39
Gráfico 6. Análisis comparativo de los costes de inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada $\leq 0,5$ MW...57	
Gráfico 7. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada entre 0,5 y 1 MW .....	58
Gráfico 8. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada entre 1 y 10 MW .....	59
Gráfico 9. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada entre 10 y 25 MW .....	60
Gráfico 10. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada $>25$ MW.....	61
Gráfico 11. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada $\leq 10$ MW....	62
Gráfico 12. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación fotovoltaica fija de potencia instalada entre 5 y 100 kW.....	63
Gráfico 13. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación fotovoltaica con seguimiento a uno y dos ejes de potencia instalada entre 5 y 100 kW.....	64
Gráfico 14. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación termoeléctrica con tecnología CCP.....	65
Gráfico 15. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación eólica.....	66
Gráfico 16. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación hidráulica de tipo fluyente de potencia instalada $\leq 10$ MW .....	67
Gráfico 17: Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación hidráulica de potencia instalada $> 10$ MW .....	68
Gráfico 18. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación cuyo combustible principal es el biogás de vertederos .....	69
Gráfico 19. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación cuyo combustible principal son los lodos de depuradora .....	70
Gráfico 20. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Cogeneración .....	72



Gráfico 21. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Solar PV .....	72
Gráfico 22. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Solar TE .....	73
Gráfico 23. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Eólica .....	73
Gráfico 24. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Hidráulica .....	74
Gráfico 25. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Biomasa .....	74
Gráfico 26. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Residuos .....	75
Gráfico 27. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Tratamiento de residuos.....	75
Gráfico 28. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de cogeneración (1).....	78
Gráfico 29. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de cogeneración (2).....	78
Gráfico 30. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares fotovoltaicas (1).....	80
Gráfico 31. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares fotovoltaicas (2).....	81
Gráfico 32. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares fotovoltaicas (3).....	81
Gráfico 33. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares termoeléctricas (1).....	84
Gráfico 34. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares termoeléctricas (2).....	84
Gráfico 35. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones eólicas.....	85
Gráfico 36. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones hidráulicas (1) .....	88
Gráfico 37. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones hidráulicas (2) .....	88
Gráfico 38. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de biomasa (1).....	90
Gráfico 39. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de biomasa (2).....	91
Gráfico 40. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de residuos (1).....	92
Gráfico 41. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de residuos (2).....	93
Gráfico 42. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de tratamiento de residuos (1) .....	94
Gráfico 43. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de tratamiento de residuos (2) .....	95

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE APRUEBAN LOS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE LAS INSTALACIONES TIPO APLICABLES A DETERMINADAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS Y SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN**

---

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 3 de abril de 2014, ha aprobado el presente informe sobre *«Propuesta de Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación»* (en adelante la Propuesta).

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (en adelante MINETUR) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 31 de enero de 2014, por el que se solicita a esta Comisión la emisión de informe preceptivo, así como dar trámite de audiencia a los interesados también a través de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. La Propuesta viene acompañada de su correspondiente Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN)

La Propuesta —de la que una serie de extensos anexos es parte integral—, junto con su correspondiente MAIN, fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el 3 de febrero, concediendo un plazo de 20 días hábiles para recibir alegaciones<sup>1</sup>.

Este informe se aprueba, en ejercicio de las competencias consultivas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

---

<sup>1</sup> El 26 de febrero expiró el plazo concedido para la presentación de alegaciones. La respuesta al trámite de audiencia ha sido masiva. Ver en el anexo V miembros del CCE que han aportado alegaciones, así como el resumen de las mismas.

## **1. Antecedentes**

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (en adelante RDL 9/2013), dispuso las bases de un nuevo régimen jurídico y retributivo para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y habilita al Gobierno para aprobar dicho régimen.

Estas bases se especifican además en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico<sup>2</sup>, esencialmente, en los artículos 10, 14, 25 y 27; en las disposiciones adicionales décima, undécima y decimocuarta; en las disposiciones transitorias primera, quinta, sexta, novena y duodécima, y en la disposición final tercera.

De acuerdo con lo dispuesto en la normativa legal, MINETUR elaboró un proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que dio lugar al Informe 18/2013, de la CNE, de 4 de septiembre de 2013 y al Informe de la CNMC, de 17 de diciembre de 2013 y a sendos procesos de audiencia a través del Consejo Consultivo de la Electricidad. En desarrollo de lo previsto en el artículo 12 del antedicho proyecto de Real Decreto, la Secretaría de Estado de Energía (SEE) ha elaborado una propuesta de orden de la que se solicita la emisión de este informe.

## **2. Sistema retributivo aplicable a la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.**

El nuevo sistema retributivo aplicable a la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos complementa los ingresos que estas instalaciones perciben por la venta de energía en el mercado:

- ✓ establece una retribución a la inversión que cubra los costes de inversión que no puedan recuperarse vía mercado y,
- ✓ si es necesario, una retribución a la operación, que cubra la diferencia entre los costes de explotación de la instalación y el precio obtenido del mercado.

La retribución puede incluir también dos componentes adicionales:

---

<sup>2</sup> La disposición derogatoria única.1.a) de la Ley 24/2013 deroga casi en su totalidad la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera, sin perjuicio de lo previsto en la disposición final tercera. No obstante, lo previsto en los apartados 2 y 3 del art. 38 y 2, 3 y 4 del art. 42, se mantendrá vigente hasta que el art. 33 de la citada Ley 24/2013 sea de aplicación, según establece su disposición transitoria séptima.

- ✓ La retribución a la operación extendida, aplicable a las instalaciones que han alcanzado el fin de su vida útil regulatoria, bajo las circunstancias determinadas en la Propuesta.
- ✓ Un incentivo a la reducción del coste de generación para aquellas centrales situadas en sistemas extrapeninsulares que permitan reducir el coste de generación en estos territorios.

Este sistema de retribución pivota sobre el concepto de *instalación tipo* (IT). Las instalaciones tipo, identificadas mediante su correspondiente código, se determinan en función de la potencia, tipo de tecnología, antigüedad y sistema eléctrico, así como de acuerdo con otras posibles características relevantes. Cada instalación tipo representa un conjunto de instalaciones homogéneo. El régimen retributivo específico resulta aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a cada conjunto.

Se establecen períodos retributivos de 6 años (el primero abarcará hasta el 31/12/2019), al final de los cuales se podrán revisar los siguientes parámetros retributivos:

- ✓ El valor de la tasa de actualización
- ✓ La previsión de ingresos por venta de la energía en el mercado
- ✓ La previsión de los costes de explotación
- ✓ Los valores de ajuste por desviación en el precio de mercado
- ✓ Los costes variables de generación a efectos de la liquidación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

Asimismo, se establecen unos semiperíodos de 3 años, al cabo de los cuales sólo se podrán revisar:

- ✓ La previsión de ingresos por venta de la energía en el mercado
- ✓ Los valores de ajuste por desviación en el precio de mercado

En ningún caso se podrán revisar ni el valor estándar de la inversión inicial ni la vida útil regulatoria (es decir, aquella con derecho a régimen retributivo específico). La forma en que se calcula esta retribución presenta la ventaja de que el coste reconocido a retribuir permanece constante a lo largo de un plazo de tres años, durante todo el semiperíodo.

La **retribución a la operación** se aplica solo a aquellas instalaciones tipo en que el coste de explotación sea superior al precio de mercado y se calcula como el producto de un término  $R_o$ , expresado en €/MWh (el mismo para cada instalación tipo), por la producción de la central.

La **retribución a la inversión** cubre los costes de inversión que no puedan recuperarse vía mercado. Se calcula como el producto de un término  $R_{inv}$ , expresado en €/MW (el mismo para cada instalación tipo), por la potencia de cada instalación. Para la determinación de este parámetro, en el caso de

nuevas instalaciones, se considerará el valor de la inversión inicial que resulte del procedimiento de concurrencia competitiva.


El término de inversión,  $R_{inv}$ , se calcula a su vez en función del valor actualizado neto de la instalación tipo, de la tasa de actualización y de un coeficiente  $C$ , que puede adoptar un valor comprendido entre 0 y 1.

El coeficiente  $C$ , o coeficiente de ajuste de la instalación tipo, cuantifica la parte de costes de inversión que se prevé no se puedan recuperar por la venta de energía en el mercado. Así, si los ingresos estimados del mercado coincidieran con los costes de operación, también estimados, toda la retribución de la instalación vendría de este término de retribución y  $C$  sería igual a 1. Si los costes de operación resultaran superiores a los ingresos de mercado,  $C$  seguiría tomando el valor de 1 (no puede adoptar valores superiores a la unidad) y, además, habría que completar la remuneración con el término de operación. Por último, si los costes de operación resultaran inferiores a los ingresos de mercado  $C$  tomaría un valor inferior a 1, ya que parte de los costes de inversión de la instalación se recuperarían vía mercado.

Otros dos aspectos a la hora de calcular el coeficiente  $C$ :

1. El cálculo de  $C$  lleva implícito unas horas de funcionamiento estándar de la instalación tipo: este término retributivo se aplica a la potencia, y dado que tanto los ingresos por venta de energía como los costes de operación son función de la energía vendida al mercado, es necesario asumir unas determinadas horas de funcionamiento.

Por ello, el procedimiento de cálculo prevé que si el número de horas de funcionamiento de la instalación resulta inferior a un número determinado - el número de horas de funcionamiento mínimo- se reduce la retribución específica y, si se encuentran por debajo de un umbral, se pierde dicha retribución.

- 
2. Dado que los ingresos de mercado empleados se basan en estimaciones, se incluye una corrección por si el precio de mercado se desvía de los valores previstos. Para ello, se han definido dos bandas de variación en torno al precio medio anual del mercado diario e intradiario, mediante dos límites de precio superior ( $LS1$  y  $LS2$ , siendo  $LS2$  mayor que  $LS1$ ), y dos límites de precio inferior ( $LI1$  y  $LI2$ , siendo  $LI2$  menor que  $LI1$ ).

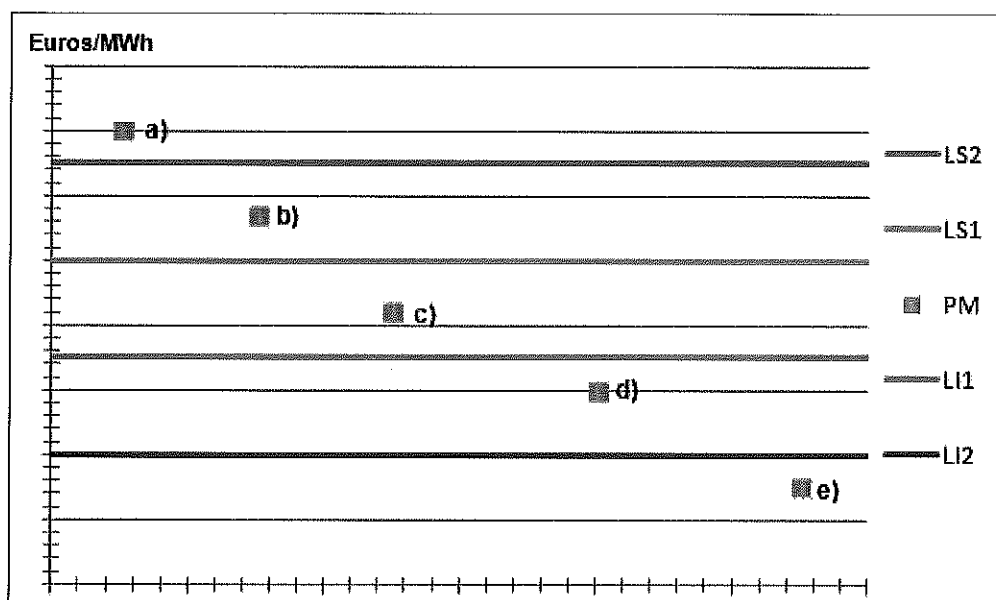
Si el precio medio de mercado permanece dentro de la *banda estrecha*, comprendida entre los límites  $LS1$  y  $LI1$  -caso c) del gráfico 4-, la instalación corre con el riesgo del precio del mercado y en consecuencia no se hace corrección alguna.

Para desviaciones comprendidas entre la *banda estrecha* y la *banda ancha* de precios -casos b) y d) del gráfico 4-, es decir, si el precio medio de mercado se sitúa, por ejemplo, entre ambos límites inferiores ( $LI1$  y  $LI2$ ), la instalación soporta sólo *la mitad* del riesgo (o bien retiene sólo la mitad del

sobreingreso) producido por dicha desviación, ya que el valor actual neto unitario de la instalación se corregiría al comienzo del semiperíodo siguiente, para cada uno de los años del semiperíodo anterior en que este fuera el caso, por la mitad de la diferencia entre el precio medio del mercado observado y el límite inferior más alto, LI1 (o bien el límite superior más bajo, LS1, respectivamente). Dicha corrección se aplicaría al número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo.

En el caso de que el precio medio observado sea inferior al menor de los límites inferiores –caso e) del gráfico 4- (o bien superior al mayor de los límites superiores –caso a) del gráfico 4-), se corrige *toda* la diferencia de precio, aumentando o disminuyendo el valor actualizado neto unitario, respectivamente.

**Gráfico 4: Límites superiores e inferiores de precio de mercado**



Fuente: CNMC

En definitiva, dentro de la banda comprendida entre LS1 y LI1, la instalación corre con el riesgo de mercado; a partir de esa banda, y hasta alcanzar LS2 o LI2, la central corre sólo con el 50% del riesgo de precio y, superados estos últimos valores extremos, para precios superiores a LS2 o inferiores a LI2 no asume ningún riesgo de precio.

Por otra parte, la tasa de actualización empleada para el cálculo de la retribución por inversión constituye con diferencia el aspecto más relevante de todo el procedimiento, y es igual a la *“media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del periodo regulatorio, incrementada por un diferencial”*.

Con carácter general, el proyecto de Real Decreto establece que este diferencial se fijará por Ley, si bien para las instalaciones con derecho a la percepción del régimen económico primado a la entrada en vigor del RDL 9/2013, la tasa de actualización girará sobre el rendimiento medio en el mercado secundario en los diez años anteriores a la entrada en vigor de dicho Real Decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años, incrementado en 300 puntos básicos.

Asimismo, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en particular su artículo 14.7, dedicado a las excepciones retributivas de la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, establece que:

- 1) El Gobierno, excepcionalmente, podrá establecer un régimen retributivo específico cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas, otro Derecho Europeo o suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, debiendo ser compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, y estando limitado, en todo caso, a los objetivos de potencia que se establezcan en la planificación en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia.
- 2) Se empleará –para las nuevas instalaciones o modificación de las existentes– el procedimiento de concurrencia competitiva determinándose el valor de la inversión inicial de estas centrales por dicho procedimiento.
- 3) Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.
- 4) En los sistemas extrapeninsulares, podrá existir un incentivo adicional a la inversión y ejecución en plazo, cuando suponga una reducción significativa de los costes, pudiéndose definir excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de estos sistemas.

### **3. Contenido de la Propuesta.**

La Propuesta consta de un preámbulo, 8 artículos, 5 disposiciones adicionales, 1 disposición transitoria, 1 disposición derogatoria, 2 disposiciones finales y 8 anexos, varios de ellos de considerable extensión.

Los artículos 3 y 4 contemplan la equivalencia entre las nuevas instalaciones tipo y las instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013 y las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del proyecto de Real Decreto, respectivamente, así como los parámetros retributivos que concretan el régimen retributivo específico de las mismas durante el primer semiperíodo regulatorio y las hipótesis y los parámetros considerados para calcular los antedichos parámetros retributivos.

El detalle se encuentra recogido respectivamente en los anexos a la Propuesta. En particular, el anexo VIII contiene tantas fichas como IT's han sido caracterizadas de forma específica, esto es, un total de 1.273. Otros anexos, que establecen un sistema de equivalencias, ponen en relación dichos códigos con las categorías, grupos y subgrupos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

El artículo 5 establece la vida útil regulatoria de las instalaciones tipo y el valor estándar de la inversión inicial de mismas.

El artículo 6 determina la metodología de cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas.

El artículo 7 dispone la forma de aplicación de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento en lo relativo a las correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año y el número de horas equivalentes de funcionamiento máximas a efectos de la percepción, en su caso, de la retribución a la operación o a la operación extendida.

La disposición transitoria única contempla la asignación por defecto para aquellas instalaciones que, con la información que obre en los registros, no sea posible determinar la instalación tipo.

Por tanto, como se ha dicho, el sistema retributivo de la propuesta de orden gira en torno al concepto de *instalación tipo* (IT). Las instalaciones tipo, identificadas mediante su correspondiente código, se determinan en función de la potencia, tipo de tecnología, antigüedad y sistema eléctrico, así como de acuerdo con otras posibles características relevantes. Cada instalación tipo representa un conjunto de instalaciones homogéneo. El régimen retributivo específico resulta aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a cada conjunto.

También se ha de señalar que, para el cálculo de dicha retribución específica, se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y



en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar:

- i) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- ii) Los costes estándar de explotación.
- iii) El valor estándar de la inversión inicial.

Son también relevantes, a efectos del cálculo de las retribuciones, el umbral de funcionamiento, el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, y el número de horas equivalentes de funcionamiento máximas, así como el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación, si bien este último, previsto para sistemas aislados, no aparece en la Propuesta, pues el sistema eléctrico en que se ubican las instalaciones (peninsular o uno de los no peninsulares) no se ha tenido en cuenta a efectos de la clasificación por IT's.

De entre los parámetros definidos, los años de vida útil regulatoria y el ratio de inversión en €/MW, no están sujetos a revisión. Los parámetros relacionados con la previsión de ingresos y los ajustes derivados de la evolución del precio del mercado son revisables cada 3 años (un *semiperíodo* regulatorio); los restantes parámetros son revisables cada 6 años (un período regulatorio).

Cabe también señalar que la Propuesta se asienta en el desarrollo de la actividad de producción por «una empresa eficiente y bien gestionada». De manera que los costes e inversiones han de responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica y no venir determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español.

En este informe sobre la Propuesta se ofrece, teniendo en cuenta las alegaciones recibidas, una visión general del impacto económico global sobre la tarifa y por tecnologías, así como del número y la proporción de instalaciones dentro de cada tecnología que perderían la retribución específica o bien mantendrían sólo la retribución a la operación extendida. El informe evalúa asimismo los principales parámetros retributivos propuestos, tanto aquellos de carácter más general (vida útil regulatoria, rangos de ratios de inversión, estimación de precios de mercado futuros), como aquellos específicos para cada IT, buscando en su caso posibles inconsistencias o singularidades detectadas en casos concretos, y analizando asimismo las consecuencias para el desarrollo del proceso de liquidación

#### 4. Valoración general de la Propuesta

La Propuesta concreta lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y lo avanzado por el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, ajustando las retribuciones de dichas plantas.

Uno de los aspectos de diseño regulatorio que merece particular consideración es el criterio elegido para realizar la clasificación por instalaciones tipo, que ha sido, con carácter general, el de distinguir tantas categorías como *circunstancias normativas históricas* hayan existido y años hayan transcurrido, pues en la nueva metodología retributiva es relevante la contabilización y descuento de flujos de ingresos y costes habidos y previstos<sup>3</sup>.

Con carácter general, se observa que los datos de ratios de inversión, en euros por MW instalado, empleados en su día por la CNE en la estimación de las tarifas y primas, aun cuando no eran en algunos casos estadísticamente significativos, se situaban, salvo excepciones, próximos o inferiores a los ahora propuestos. Por lo tanto, la reducción de la retribución no es atribuible con carácter general a la aplicación de ratios de inversión bajos.

El ajuste retributivo se debe, pues, fundamentalmente al establecimiento de una tasa de rentabilidad aplicable a toda la vida útil regulatoria de cada instalación menor a la implícita en las primas y tarifas vigentes en el marco retributivo anterior al Real Decreto-Ley 9/2013, primas que cabe señalar fueron en muchos casos significativamente superiores a las contempladas en su día por la Comisión en sus informes preceptivos a las propuestas de cambio normativo que se han sucedido en la última década.

Teniendo en cuenta las desviaciones producidas históricamente, el nuevo sistema retributivo mejora la previsibilidad de los costes del sistema, en coherencia con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico incluido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Si bien este informe ofrece una evaluación detallada del impacto económico global para las distintas tecnologías y tipologías, contrastando la retribución esperable con la regulación previa y con la ahora propuesta, así como del número y la proporción de instalaciones dentro de cada tecnología que perderían la retribución regulada, se ha de destacar que la aplicación de los parámetros introducidos por la Propuesta supondrá un descenso de aproximadamente 1.700 M€ en la retribución regulada percibida por el conjunto de las instalaciones a las que es de aplicación. También se ha de señalar que el impacto varía acusadamente entre tecnologías y entre IT's,

---

<sup>3</sup> Hay alguna excepción a este criterio: la normativa anterior no distinguía por ejemplo entre hidráulicas de pie de presa y fluyentes (ver nota precedente), ni entre cogeneraciones que emplearan turbinas y motores.

fundamentalmente en función de la estandarización realizada y del volumen de los ingresos regulados ya percibidos.

Así, las instalaciones más antiguas sufren una fuerte reducción o incluso pierden la retribución específica, pasando a percibir sólo el precio de mercado (más, en su caso, si éste se estima insuficiente para cubrir sus costes operativos, la citada retribución a la operación extendida).

En términos absolutos, la generación eólica concentra algo más de la tercera parte del ajuste global (su retribución se reduciría en torno a unos 600 M€), siguiéndole la tecnología fotovoltaica (menos de 400 M€), en tanto que la solar termoeléctrica, cogeneración, tratamiento de residuos e hidráulica perderían entre 150 y 200 M€ cada una (en las tecnologías térmicas, la incertidumbre es mayor ante una posible alteración de las pautas históricas de funcionamiento).

En términos relativos, el impacto es muy severo en la hidráulica, que perdería entre el 50% y el 90% de su retribución anterior, la horquilla es muy amplia porque, con la información ahora obrante en la Comisión, no es posible aún dar por finalizada la clasificación de estas plantas<sup>4</sup>. El tratamiento de residuos perdería en torno al 60% y la eólica cerca de la tercera parte.

Si se analiza el porcentaje de potencia instalada por tecnología que pierde el derecho a retribución específica, nuevamente destaca la mini-hidráulica (hasta el 80% podría quedarse sin retribución adicional a los ingresos de mercado). En cogeneración y tratamiento de residuos, en torno al 70% y 90%, respectivamente, pierde la retribución a la inversión, si bien la práctica totalidad recibe retribución a la operación extendida —de importe significativamente inferior a la retribución total actual. Estas instalaciones se dan en gran medida por amortizadas.

Más allá de la propuesta retributiva de esta Orden, cabría plantearse la conveniencia de fomentar la participación de las tecnologías renovables, de cogeneración y residuos en los distintos mecanismos de mercado y en particular la posibilidad de ofrecer determinados servicios de ajuste. Esto permitiría a estas tecnologías obtener ingresos adicionales de mercado y a la vez aumentar la presión competitiva y reducir el coste en los mercados secundarios.

Por otra parte, se ha comparado para determinadas IT's, identificadas como más representativas de entre las que retienen alguna retribución, la retribución total definida según el nuevo marco regulatorio con la esperable en el sistema retributivo anterior. Las variaciones observadas de forma agregada por

---

<sup>4</sup> Hoy día no consta en base de datos información tal que permita desagregar las centrales hidráulicas de menos de 10 MW (grupo b.4) en los subgrupos b.4.1 (fluyentes) y b.4.2 (pie de presa). De acuerdo con lo previsto en la Propuesta, todas han sido provisionalmente asignadas por defecto al subgrupo de menor retribución (el b.4.2), lo que arrojaría una reducción en torno al 90%. En el caso de que todas las instalaciones fueran clasificadas en el subgrupo b.4.1, la reducción sería aproximadamente del 50%.

tecnologías se reproducen en el análisis de cada una de las IT's: la retribución específica se reduce —y en ocasiones muy fuertemente— para casi todas, pero hay casos puntuales, identificables casi en exclusiva con las instalaciones más recientes (muy pocas en número y potencia), en las cuales *crece*.

Uno de los aspectos que resultan paradójicos de la Propuesta, en un contexto de fuerte ajuste y posible cierre de plantas, es el hecho de contemplar un *incremento* en la retribución de contadas instalaciones, cuando menos en sus primeros años de explotación.

Más allá de los aspectos propiamente cuantitativos se han de destacar otros que resultan reseñables en relación con la Propuesta:

- En relación con la retribución a la operación extendida, la Propuesta no especifica —tampoco lo hacía el proyecto de Real Decreto— los criterios empleados para que a una IT le sea concedida la percepción de dicha retribución, que es la única reconocida a una parte significativa de las instalaciones (en particular a gran parte de las cogeneraciones y plantas de tratamiento de residuos) a las que es de aplicación la Propuesta.
- La Propuesta introduce una extensión de la vida útil regulatoria considerada para determinados grupos y subgrupos (cogeneraciones, biomasas, residuos y tratamiento de residuos) respecto a la asumida por la normativa anterior. La Propuesta o la Memoria que la acompaña deberían aportar los motivos técnico-económicos para la prolongación de la vida útil regulatoria de algunos tipos de instalaciones frente a la de otros grupos para los cuales ha permanecido invariable.
- Se echa en falta la concreción de una metodología reproducible que defina expresamente la forma de determinar los precios medios de mercado a considerar para el primer semiperíodo regulatorio (2014-2016). En estrecha relación con el precio de mercado, cabría actualizar la estimación de los coeficientes de apuntamiento por tecnologías.


## 5. Consideraciones generales

### 5.1. Sobre la clasificación adoptada

El criterio elegido para realizar la clasificación por instalaciones tipo ha sido, con carácter general, el de distinguir tantas categorías como *circunstancias normativas históricas* hayan existido y años hayan transcurrido, pues en la nueva metodología retributiva es relevante la contabilización y descuento de flujos de ingresos y costes habidos y previstos<sup>5</sup>.

Existe un argumento de peso para haber seguido este criterio: dado que se ha optado por aplicar una única metodología retributiva definida por estándares a un universo de instalaciones de casuística extraordinariamente diversa, y que la estimación de los ingresos habidos introduce una corrección significativa en el principal parámetro retributivo (el valor neto de la inversión), se procura así ofrecer un tratamiento que se ciña tanto como sea posible a la realidad económica, también dispar, que han vivido las instalaciones.

De esta forma, por ejemplo, en una tecnología como la eólica, donde históricamente no ha habido diferenciación en función de: tamaño, subgrupo tecnológico o zona geográfica, hay tantas IT's como años de puesta en marcha. En el otro extremo, en tecnologías como la cogeneración o la fotovoltaica, donde la regulación ha contemplado a lo largo de los años gran número de subgrupos, atendiendo a diferencias tecnológicas, tamaños, ubicación, etc. existen literalmente varios centenares de IT's. Esto conduce a que el cómputo final de IT's individualmente caracterizadas se aproxime a las 1.300 categorías.



A partir de esta clasificación, los parámetros identificados para los ejercicios pasados en las *fichas* que para cada IT proporciona el anexo VIII de la Propuesta —tales como las horas de funcionamiento equivalente o los ingresos percibidos— responden al *promedio calculado* a partir de datos históricos, correspondiente a las instalaciones reales que integran cada IT. Es decir, no se trata de estándares teóricos, cuyas características pudieran haberse inferido únicamente de documentación técnica o parámetros constructivos, sino de valores medios reales correspondientes a las instalaciones que integran cada IT.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que toda forma de retribución diseñada a partir de estándares conllevará que determinadas instalaciones se vean afectadas de forma distinta en función de su grado de adaptación al estándar definido. Esto es más cierto en tanto que la totalidad de las instalaciones ahora en funcionamiento fueron diseñadas bajo la premisa de procurar maximizar la producción, siendo así que a partir de ahora se prevé que se retribuya fundamentalmente la inversión.

---

<sup>5</sup> Hay alguna excepción a este criterio: la normativa anterior no distinguía, por ejemplo, entre hidráulicas de pie de presa y fluyentes (ver nota precedente), ni entre cogeneraciones que emplearan turbinas y motores.

Como consecuencia, se producen situaciones puntuales anómalas cuando una IT agrega un pequeño número de instalaciones que, pese a contar con una misma *historia normativa*, presentan diferencias relevantes en aspectos tales como las horas de funcionamiento equivalentes<sup>6</sup>.

Asimismo, el enfoque conduce a la definición de un considerable número de IT's que incluyen apenas un puñado de instalaciones. En el caso de la fotovoltaica, podría tal vez tratarse formalmente de un número considerable de instalaciones, pero englobadas en sólo dos o tres *agrupaciones*, dentro de cada una de las cuales todas las instalaciones integrantes son iguales, pues en ocasiones los grandes huertos solares son agrupaciones de centenares de instalaciones. Esto puede llevar a que una sola instalación (o agrupación) de características singulares y considerable tamaño *distorsione* la IT en que se encuadra, *imponiendo* a sus *compañeras de IT* parámetros potencialmente alejados de los teóricamente esperables. Esta situación se ha observado recurrentemente en las alegaciones, que consideran que multitud de instalaciones solares fotovoltaicas de hasta 100 kW, autorizadas y retribuidas durante años como tales, se tratan como parte de una planta mayor (agrupación) a efectos de su retribución. Respecto a la clasificación, la asimilación de las instalaciones de tratamiento de residuos a la cogeneración también ha suscitado un elevado número de alegaciones.

En definitiva, sin perjuicio de las consideraciones efectuadas, la clasificación empleada es, pese a su complejidad, posiblemente la más objetiva, y probablemente también la más robusta; arroja valores esperables cuando una IT engloba un volumen de instalaciones tal que permite alcanzar un grado de representatividad suficiente, o bien cuando, aun agrupando un número reducido de instalaciones (en el extremo, solamente una) estas son muy parecidas entre sí.

---

<sup>6</sup> Diferencias que pueden obedecer a que se haya producido una elevada sobre-instalación; a que la instalación esté asociada a un proceso productivo activo muchas más horas (o muchas menos) que la mayoría de instalaciones comparables; a que una planta en particular haya funcionado pocas horas en sus primeros años de vida por encontrar dificultades técnicas inesperadas o atravesar una fase de experimentación y validación de un equipo novedoso o de adaptación a su emplazamiento concreto, etc.

## 5.2. Sobre la retribución a la operación

Del análisis de los parámetros que figuran en los anexos de la Propuesta, se deduce que existen casi 800 códigos IT a los que corresponde retribución a la operación o retribución a la operación extendida ( $Ro$  ó  $Ro_{ext}$ ). A estas IT's se encuentran asignadas más de 61.000 instalaciones, con una potencia total instalada superior a los 13 GW. Se trata de instalaciones que, de acuerdo con la metodología retributiva adoptada, se estima que necesitan de dicha retribución adicional a los ingresos percibidos a través de la venta de energía en el mercado para poder igualar los costes estimados de explotación por unidad de energía exportada.

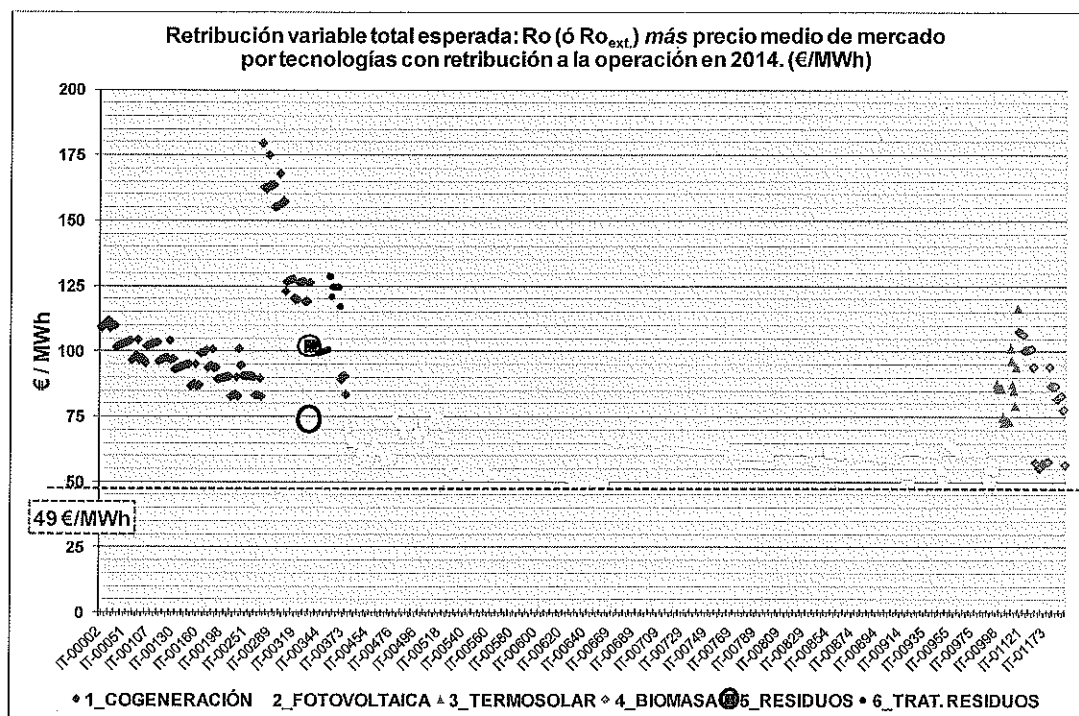
Como cabe esperar, no hay instalaciones eólicas ni hidráulicas que reciban  $Ro$  ó  $Ro_{ext}$ , dado que sus costes variables son relativamente reducidos. Sin embargo, sí existen instalaciones perceptoras de  $Ro$  ó  $Ro_{ext}$ , en mayor o menor medida, en todas las restantes tecnologías. De hecho, algunas tecnologías como la solar fotovoltaica o la solar termoeléctrica también reciben  $Ro$  ó  $Ro_{ext}$ , a pesar de que sus costes de inversión son relativamente mucho más elevados que los de operación y a priori cabría esperar que los ingresos procedentes del mercado fueran suficientes para cubrir los costes operativos. Ello es debido fundamentalmente al reconocimiento implícito del impuesto del 7% aplicado *ad valorem* sobre los ingresos por la venta de energía: el 7% de unos ingresos relativamente elevados respecto al precio medio del mercado, sumado a costes transversales a todas las tecnologías como seguros, alquileres, contratos de operación y mantenimiento, etc. llevan a que el precio medio de mercado esperado no baste para cubrir los costes de operación estimados.

A continuación se muestran los importes recogidos en la Propuesta para la retribución a la operación o la retribución a la operación extendida, según corresponda, para el año 2014, así como la retribución variable total percibida, incluyendo el precio de mercado, agrupado por tecnologías<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> En la tecnología "Residuos" figura un único código IT con retribución a la operación.  
*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

**Gráfico 1. Retribución a la operación y retribución variable total por tecnologías en 2014**



### 5.3. Sobre la retribución a la operación extendida

En el preámbulo de la Propuesta se establece que «para determinadas instalaciones se podrá establecer por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo una retribución a la operación extendida, que permita mantener en operación aquellas instalaciones con costes de explotación superiores a los ingresos por la participación en el mercado y que dependan esencialmente del coste de combustible». La Propuesta realiza otras referencias a la posibilidad de una retribución extendida a lo largo del texto; en particular, los anexos II y V especifican las IT's que tendrían derecho a percibir esta retribución y fijan los distintos valores de la misma, y la disposición adicional primera establece una retribución a la operación extendida nula para las instalaciones pertenecientes al subgrupo a.1.3<sup>8</sup>.

Por tanto, para buena parte de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Propuesta, en particular para gran parte de las plantas de cogeneración o residuos, la retribución extendida es la única reconocida y podría resultar determinante para decidir la continuación o no de su explotación.

<sup>8</sup> Resto de cogeneraciones que utilicen gas natural o derivados de petróleo o carbón, y no cumplan con los límites de consumo establecidos para los subgrupos a.1.1 o a.1.2.



Por ello, esta Comisión valora desfavorablemente, en línea con el Dictamen 39/2014 del Consejo de Estado que la Propuesta no especifique los criterios que se han empleado para que una IT haya resultado elegible para la percepción de dicha retribución. Este hecho ya fue puesto de manifiesto por esta Comisión en su Informe de fecha 17 de diciembre de 2013 al segundo proyecto de *«Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos»*.

#### **5.4. Sobre el incentivo a la inversión en sistemas eléctricos no peninsulares**

El nuevo modelo retributivo prevé la posibilidad de establecer un incentivo a la inversión por reducción del coste de generación para aquellas plantas ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (en adelante SENP) *«cuando así se indique en la orden por la que se aprueban los parámetros retributivos»*<sup>9</sup>.

Debe tenerse presente que en el actual *mix* de generación de los SENP, los grupos térmicos convencionales, que utilizan fundamentalmente derivados del petróleo<sup>10</sup>, cubren más del 90% de la demanda<sup>11</sup>. Sin embargo, la Propuesta no contempla ninguna distinción en la retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos existentes y futuras en los SENP con respecto a las ubicadas en la Península.

<sup>9</sup> La Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en sus artículos 10, 14.6 y 14.7 reconoce la posibilidad de una reglamentación singular en los sistemas eléctricos no peninsulares debido a características derivadas de su aislamiento y ubicación geográfica. Además, la citada Ley contempla la definición de instalaciones tipo específicas para instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos en estos territorios y la incorporación de un incentivo a la inversión cuando dicha instalación suponga una reducción de costes en dichos sistemas.

Por otra parte, los artículos 11 y, fundamentalmente, 18 del proyecto de Real Decreto condicionan la percepción de incentivos a la inversión a la reducción de costes de cada sistema y definen el coeficiente que determina el umbral para la percepción del incentivo (A) y el llamado coeficiente del incentivo (B) en cada semiperíodo regulatorio j.

<sup>10</sup> La excepción es el sistema Mallorca-Menorca, que además de la interconexión eléctrica Península-Mallorca, está conectada con la Península mediante gasoducto desde 2009 —lo cual ha permitido la conversión a gas de un total de 640 MW de ciclos combinados y que estos operen en condiciones de diseño— y cuenta con los grupos de carbón de importación de Alcedia. En los SENP más pequeños como El Hierro, La Gomera, La Palma, Ceuta y Melilla, fuelóleo y gasóleo son prácticamente las únicas fuentes de energía primaria.

<sup>11</sup> La composición por tecnologías del parque de generación objeto de la Propuesta difiere según territorios:

En Baleares, la producción a partir de residuos es la más importante, seguida de las instalaciones fotovoltaicas y, en menor medida, de la cogeneración y los parques eólicos; en conjunto produjeron el 9% de la demanda balear en 2013.

En Canarias, la fuente de energía renovable dominante es el viento, salvo en Tenerife, donde es superada por la solar fotovoltaica; la producción renovable canaria alcanzó el 8% de la demanda en 2013.

La generación no convencional en Melilla representó en 2013 el 4% de la demanda de esa ciudad con estatuto de autónoma, mientras que en Ceuta fue prácticamente inexistente.

Con respecto a los costes de la generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos en los SENP, cabe señalar principalmente dos aspectos:

- 1) Estas instalaciones representan un ahorro para estos pequeños sistemas aislados, ya que su producción es con carácter general más económica que la obtenida a partir de la generación térmica convencional. Según datos aún provisionales, los costes totales unitarios de la generación térmica en los SENP en 2013 osciló entre 150 y 223 €/MWh.
- 2) No obstante lo anterior, y también con carácter general, los costes tanto de inversión como de operación de estas instalaciones en los SENP pueden ser superiores a los observados en la Península. Los principales factores a tener en cuenta en este sentido serían:
  - a. Costes de logística más elevados debidos a su condición de territorios aislados periféricos o ultra-periféricos.
  - b. Necesidad de mantener unos *stocks* (combustible, repuestos, material) significativamente mayores.
  - c. Falta de economías de escala a la hora de afrontar los costes de mantenimiento.

En consecuencia, esta CNMC considera que se deberían tomar en consideración los siguientes aspectos:

- 1) El texto de la Propuesta debería incorporar la concreción del coeficiente del incentivo aplicable  $B_j$ , así como el detalle de los parámetros específicos aplicables a los SENP definidos en el artículo 18 del proyecto de Real Decreto, en particular el coeficiente  $A_j$  que determina el umbral para la percepción del incentivo<sup>12</sup>, especificando asimismo cuáles son los SENP y las instalaciones tipo de referencia para las cuales se cumple la condición de ahorro de costes contemplada en el apartado 1 del citado artículo 18.
- 2) La parametrización establecida en la Propuesta debería recoger, en su caso, la aplicación de determinados factores que pudieran aplicarse a los principales parámetros retributivos en el caso de las instalaciones de producción a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos en los SENP, o bien tomar en cuenta la ubicación a la hora de definir las instalaciones tipo.

---

<sup>12</sup> « $A_j$ : Coeficiente, expresado en tanto por uno, que determina el umbral para la percepción del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación aplicable en el semiperíodo regulatorio  $j$ , que se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.»

« $B_j$ : Coeficiente del incentivo aplicable en el semiperíodo regulatorio  $j$ , que se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.»

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

## 5.5. Sobre los parámetros básicos

### 5.5.1. Análisis de la vida útil regulatoria

El artículo 5.1 de la Propuesta fija la vida útil regulatoria de las instalaciones tipo, modificando la vida útil actual de algunos grupos y subgrupos.

A continuación se muestra un resumen comparativo de la variación entre la vida útil regulatoria reconocida a las instalaciones con la legislación anterior, y la nueva vida útil regulatoria que determina la Propuesta.

CATEGORÍA	GRUPO	SUBGRUPO	AÑOS VIDA ÚTIL (Legislación anterior)*	AÑOS VIDA ÚTIL (Propuesta)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.1.3	15	20
	a.2		15	20
b)	b.1	b.1.1	30	30
		b.1.2	25	25
	b.2	b.2.1	20	20
	b.3		20	20
	b.4, b.5,		25	25
	b.6, b.7 y b.8		15	25
c)	c.1, c.2 y c.3		15	25

\*Años durante los que era de aplicación la máxima retribución prevista

Se puede observar que se produce un aumento de los años de vida útil para los grupos y subgrupos resaltados, que comprenden las instalaciones de cogeneración, generación a partir de biomasa, biogás y biolíquidos, así como las de tratamiento y reducción de residuos, mientras permanece invariable para los restantes.

Aunque pueden existir razones técnicas para alargar la vida de las instalaciones, y la variación no afecta a la rentabilidad total del proyecto, ya que la retribución específica se percibe durante más años, sí tiene un impacto financiero desde el punto de vista de la liquidez a corto y medio plazo, ya que los flujos de ingresos anuales se ven disminuidos como consecuencia de la laminación de dicha retribución.

A este respecto, la Propuesta o la Memoria que la acompaña deberían aportar los motivos técnico-económicos que soportan la prolongación de la vida útil regulatoria de algunos tipos de instalaciones frente a la de otros grupos cuya vida útil ha permanecido invariable.

### 5.5.2. Análisis del ratio de inversión de determinadas instalaciones tipo considerado para el cálculo de la nueva retribución

El objeto de este apartado es realizar un análisis comparativo de los valores del Ratio de Inversión (€/MW) que figuran en el anexo VIII de la Propuesta con los costes de inversión disponibles en esta CNMC. Estos costes de inversión se corresponde con los recopilados de instalaciones reales con motivo de la Circular 3/2005, de 13 de octubre, de la CNE, sobre petición de información de inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las instalaciones de producción de electricidad en régimen especial, que se encuentran reflejados en informes públicos a propuestas normativas precedentes<sup>13</sup>.

Con objeto de poder efectuar este análisis comparativo, en primer lugar se han identificado aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de las que esta CNMC dispone de información sobre su coste medio de inversión referenciado a un/os año/s concreto/s; con carácter general, se hace notar que son aquellas plantas que se encuentran reflejadas en los antedichos informes públicos.

En segundo lugar, y dentro de cada subgrupo de la Propuesta, se han escogido aquellos códigos de instalaciones tipo objeto de liquidación en el sistema de liquidaciones SICILIA<sup>14</sup> cuyo año de autorización de explotación definitiva y características coinciden con las de instalaciones comparables para las que esta Comisión dispone de información económica. Asimismo, y con objeto de enriquecer el análisis, se han tenido en cuenta también aquellos códigos de idénticas características pero cuyo año de autorización de explotación definitiva es anterior o siguiente al analizado a priori.

Los resultados obtenidos de este análisis muestran que los valores de inversión que reconoce la Propuesta son, con carácter general, próximos o superiores en las IT's consideradas a los datos disponibles en esta CNMC. Existen, sin embargo, algunas excepciones entre las que cabe citar:

---

<sup>13</sup> Los informes públicos referidos a propuestas normativas precedentes son:

- «Informe 3/2007 de la CNE, de 14 de febrero de 2007, relativo a la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario.»
- «Informe 30/2008 de la CNE, de 29 de julio de 2008, en relación con la Propuesta de Real Decreto de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del real decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.»
- «Informe 24/2010 de la CNE, de 24 de septiembre de 2010, a la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial.»
- «Informe 33/2011 de la CNE, de 21 de octubre de 2011, sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se establece la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología eólica.»

<sup>14</sup> Sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, de acuerdo con lo previsto en la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la CNE.

Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo

- Instalaciones de cogeneración de gas natural con tecnología turbina de potencia instalada mayor de 25 MW y con puesta en marcha en 2009.
- Instalaciones hidráulicas de potencia menor o igual a 10 MW (tipo fluyente) y mayor de 10 MW con fecha de puesta en marcha en 2009.
- Parte de las instalaciones fotovoltaicas con seguimiento, con potencia instalada entre 5 y 100 kW, que no forman parte de una agrupación, acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo y con fecha de puesta en marcha en 2007.

Los resultados de dicha comparación para cada una de las instalaciones tipo consideradas se encuentran detallados en el anexo I.

### **5.6. Incidencia del cambio de modelo retributivo para las instalaciones objeto de la Propuesta**

En este apartado se analiza el impacto global y por tecnologías de la nueva retribución, cuyos parámetros numéricos figuran en la Propuesta. Para ello se han tomado en consideración los datos de las instalaciones que actualmente se encuentran activas (es decir, con medida distinta de cero durante cualquier mes del año 2013) y con derecho a retribución regulada en el sistema de liquidaciones SICILIA de la CNMC.

Conviene señalar que la comparación de los dos regímenes retributivos, el actual y el contenido en la Propuesta, debe tener en cuenta el impacto que se deriva del nivel de precios considerado. Para que la comparación sea lo más informativa posible, debe controlar por el efecto asociado a las variaciones de precios entre periodos, que siempre existen, y centrarse en las variaciones que surgen del nuevo esquema retributivo planteado en la Propuesta. Con ese fin, se comparan dos escenarios con las siguientes características:

#### **Escenario A - Retribución anterior:**

Se evalúa la prima equivalente tal y como se está liquidando a cuenta<sup>15</sup>, con las mismas hipótesis empleadas en el escenario A) del informe sobre la propuesta de Orden de peajes aprobado el 19 de diciembre de 2013:

- Eliminación de complementos según el RDL 9/2013.
- Corrección de los ingresos de mercado dependiendo del tipo de tecnología, estimando un ajuste (apuntamiento) del precio de venta, al alza para tecnologías como las solares, y a la baja para tecnologías como la eólica.
- Limitación de horas equivalentes de funcionamiento a instalaciones fotovoltaicas según el Real Decreto-ley 14/2010<sup>16</sup>.

<sup>15</sup> Según lo especificado por la disposición transitoria tercera del RDL 9/2013.

<sup>16</sup> El Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, preveía en 2014 (para las instalaciones acogidas en su día al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo) una limitación menos restrictiva que la aplicable durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013.

- Mismo precio de mercado que el estimado en la Propuesta: 49 Euros/MWh.

### **Escenario B - Retribución nueva:**

Se evalúa la retribución específica a partir de los parámetros que figuran en la Propuesta, con las siguientes hipótesis:

- La «Retribución a la operación *total*» incluye la «Retribución a la operación» o la «Retribución a la operación extendida», según corresponda.
- La estimación de la energía producida por las instalaciones de cada IT se obtiene multiplicando la suma de su potencia por las horas equivalentes de funcionamiento previstas para 2014 en el anexo VIII de la Propuesta corregidas, en su caso, por la relación entre electricidad exportada y electricidad bruta<sup>17</sup>.
- Con objeto de poder comparar el impacto económico para las distintas tecnologías, se han analizado de forma separada las instalaciones de cogeneración propiamente dichas y las que hasta la fecha se encuadraban en la categoría «tratamiento de residuos».
- La estimación parte de la correspondencia establecida entre instalaciones e IT's; las instalaciones que por falta de datos no han podido ser asociadas a una IT, han sido asignadas a una IT por defecto<sup>18</sup>..

**Comparación:** Esta comparación, que debe ser tomada como una estimación preliminar, se efectúa para el año 2014 y según las hipótesis ya mencionadas. Si la comparativa se efectuase contra las primas percibidas a cuenta en el año 2013 (sensiblemente más altas que las previstas para 2014 aun sin tener en cuenta el impacto económico de la Propuesta), la valoración sería distinta.

Una vez calculadas las correspondientes estimaciones, se puede afirmar que la aplicación de los parámetros introducidos por la Propuesta supondría un descenso de aproximadamente 1.700 M€ de la retribución específica percibida por el conjunto de las instalaciones a las que es de aplicación, entre los dos escenarios contemplados, asumiendo que las horas de funcionamiento de las distintas IT's para 2014 se ajustan a las previstas en el anexo VIII a la Propuesta.

De este modo, la retribución total prevista se sitúa en el entorno de los 7.013 millones, cifra que representa un 3% más que la registrada en 2011 (6.804 M€). En ese año se registró un precio medio de mercado similar al aquí contemplado (49,93 €/MWh), si bien la base de potencia instalada en aquel año (36.490 MW)

---

<sup>17</sup> Por lo tanto, la estimación para 2014 de la retribución a la operación y de la retribución a la operación extendida depende a su vez de la estimación de las horas equivalentes de funcionamiento, y tiene un margen de incertidumbre mayor que la estimación de la retribución a la inversión, la cual depende únicamente de la potencia instalada y su clasificación por IT's.


<sup>18</sup> De acuerdo con la disposición transitoria única de la Propuesta.

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

era un 8,4% inferior a la instalada en 2013 (39.825 MW). En ese sentido, con todas las limitaciones derivadas del ejercicio propuesto, cabe prever que el recorte de la retribución retrotraerá los niveles de retribución a un 5,4% por debajo, en términos de retribución sobre potencia instalada, de la correspondiente al ejercicio 2011.

En todo caso, esta cifra debe tomarse como una estimación dado que, aunque el nuevo sistema retributivo ajusta mejor la previsión de los pagos a las renovables, cogeneración y residuos (antigua prima de régimen especial), en el modelo aún existen incertidumbres, como por ejemplo:

- La clasificación final de ITs pendientes de asignación (principalmente las hidráulicas).
- El número de horas de funcionamiento, los periodos en los que las instalaciones van a funcionar o el ratio calor / energía eléctrica en el caso de las cogeneraciones.
- Las instalaciones cumplirán o no los umbrales de funcionamiento mínimo para cobrar la retribución.
- El Rendimiento Eléctrico Equivalente que se utilice para el cálculo final de la cogeneración.



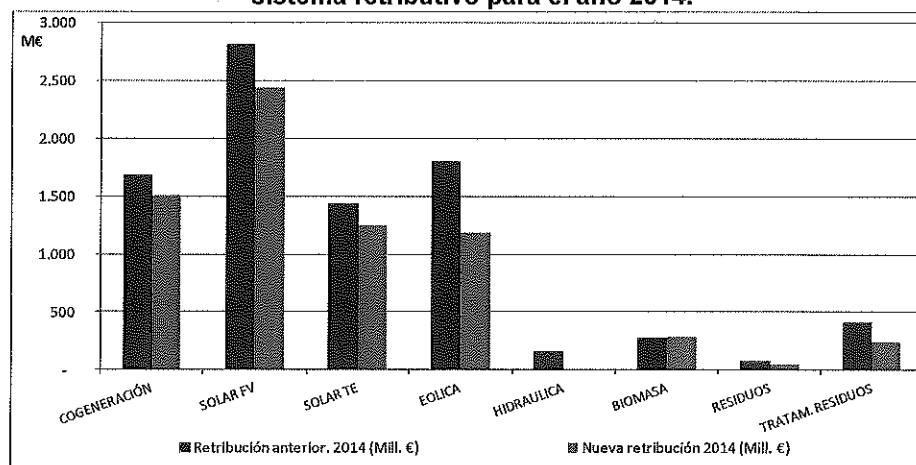
En términos absolutos, la generación eólica concentra algo más de la tercera parte del ajuste global (perdería en torno a unos 600 M€) seguida de la fotovoltaica (menos de 400 M€), en tanto que la solar termoeléctrica, cogeneración, tratamiento de residuos e hidráulica perderían entre 150 y 200 M€ cada una. En cualquier caso, en las tecnologías térmicas, como se ha dicho, la incertidumbre es mayor ante una posible alteración de las pautas históricas de funcionamiento.

En términos relativos, el impacto es muy severo en la hidráulica, que reduciría entre el 50% y el 90% de su retribución anterior. La horquilla es muy amplia porque, tal como se ha comentado, con la información actualmente disponible en la Comisión no es posible aún cerrar la clasificación de estas plantas. Por su parte, el tratamiento de residuos perdería en torno al 60% y la eólica, cerca de la tercera parte.

Bajo las hipótesis mencionadas, se muestra la estimación de la citada comparativa para el año 2014, de forma global y por tecnologías; en el anexo II.1 se representa el impacto por separado tecnología a tecnología, con detalle de la variación esperada.

Tecnología	Retribución inversión (Mill. €)	Retribución operación total (Mill.€)	Escenario A Retribución anterior. 2014 (Mill. €)	Escenario B Nueva retribución 2014 (Mill. €)	Diferencia (Mill. €)	Diferencia porcentual
<b>COGENERACIÓN</b>	64	1.449	1.689	1.513	-176	-10,41%
<b>SOLAR FV</b>	2.302	143	2.818	2.445	-373	-13,23%
<b>SOLAR TE</b>	1.073	179	1.438	1.252	-186	-12,92%
<b>EOLICA</b>	1.194	0	1.802	1.194	-608	-33,72%
<b>HIDRAULICA</b>	12	0	162	12	-150	-92,60%
<b>BIOMASA</b>	137	157	281	294	13	4,77%
<b>RESIDUOS</b>	48	3	81	51	-30	-37,40%
<b>TRATAM. RESIDUOS</b>	3	250	414	253	-161	-38,94%
<b>TOTAL</b>	<b>4.833</b>	<b>2.181</b>	<b>8.685</b>	<b>7.014</b>	<b>-1.671</b>	<b>-19,24%</b>

**Gráfico 2. Análisis comparativo total entre la estimación según el anterior y el nuevo sistema retributivo para el año 2014.**



El ajuste retributivo se debe fundamentalmente al establecimiento de una tasa de rentabilidad aplicable a toda la vida útil regulatoria de cada instalación menor a la implícita en las primas y tarifas vigentes en el marco retributivo anterior al Real Decreto-Ley 9/2013, primas que cabe señalar fueron en muchos casos significativamente superiores a las contempladas en su día por la Comisión en sus informes preceptivos a las propuestas de cambio normativo que se han sucedido en la última década, tal y como muestra el siguiente cuadro:

	Primas régimen especial estimadas para el año	Primas régimen especial <b>reales</b> según liquidaciones definitivas	Desviación
<b>2008</b>	2.353.000	4.096.839	74,11%
<b>2009</b>	4.008.563	6.521.185	62,68%
<b>2010</b>	5.888.099	7.066.915	20,02%
<b>2011</b>	6.019.145	6.984.805	16,04%
<b>2012</b>	7.013.581	8.585.853	22,42%
<b>2013</b>	9.050.000	9.191.663 *	1,56%

(\*) El coste de las primas de 2013 es un dato provisional, correspondiente a la liquidación 13/2013 del sector eléctrico.



Teniendo en cuenta las desviaciones producidas históricamente, el nuevo sistema retributivo mejora la previsibilidad de los costes del sistema, estrechando las posibles desviaciones en coherencia con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico incluido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

### 5.7. Análisis de la retribución específica de las instalaciones.

A partir de la casación efectuada entre instalaciones concretas e IT's que se les asignan, se observa que, entre las instalaciones que hasta la fecha tenían derecho a la percepción de retribución regulada, existe un colectivo que dejaría de percibir retribución específica de cualquier tipo, pasando a recibir únicamente la retribución correspondiente a la venta de energía en el mercado.

Asimismo, existe un segundo colectivo de instalaciones que ya no serían acreedoras de la retribución a la inversión y a la operación, pasando, en su caso, a percibir únicamente retribución a la operación extendida (la diferencia entre este grupo y el anterior consiste en que se considera que estas últimas instalaciones, de no percibir tampoco retribución a la operación extendida, detendrían su producción, dado que sus costes de operación superan el precio de venta que obtienen en el mercado).

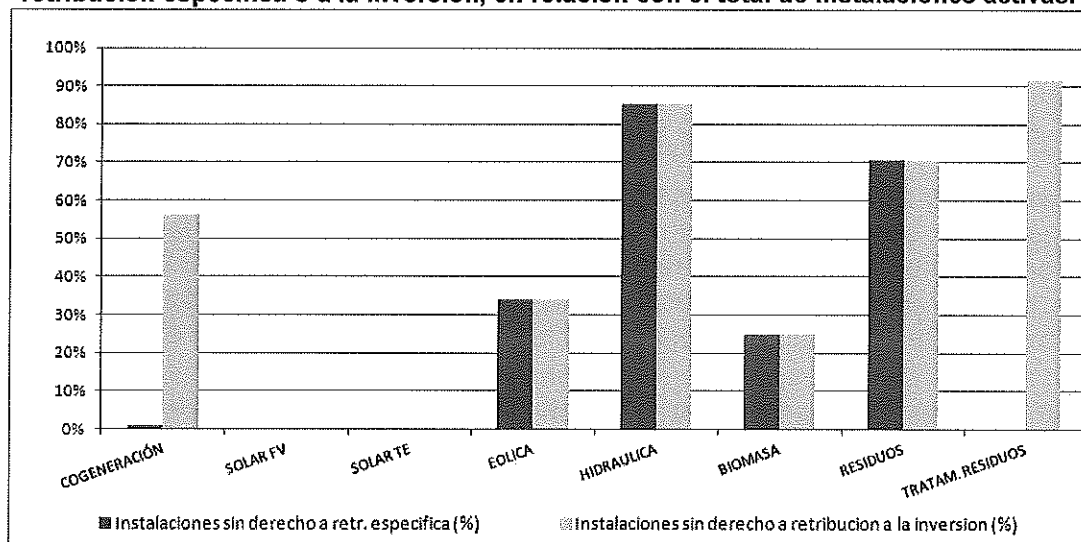
Las instalaciones descritas anteriormente, clasificadas según tecnología, son las que figuran en el siguiente cuadro<sup>19</sup>:

Tecnología	Total instalaciones activas (nº CILes)	Instalaciones sin derecho a retr.específica (nº CILes)	Instalaciones sin derecho a retribucion a la inversion (nº CILes)	Instalaciones sin derecho a Ret. Específica (%)	Instalaciones sin derecho a retribucion a la inversion (%)
COGENERACIÓN	770	5	435	1%	56%
SOLAR FV	60.783	0	0	0%	0%
SOLAR TE	50	0	0	0%	0%
EOLICA	1.329	450	450	34%	34%
HIDRAULICA	1.062	908	908	85%	85%
BIOMASA	197	49	49	25%	25%
RESIDUOS	34	24	24	71%	71%
TRATAM. RESIDUOS	47	0	43	0%	91%
<b>TOTAL</b>	<b>64.272</b>	<b>1.436</b>	<b>1.909</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>

<sup>19</sup> Se entiende por CIL el «código de la instalación de producción a efectos de liquidación», de acuerdo con lo previsto en el apartado Segundo. n) de la «Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial».

En el siguiente gráfico se muestra el detalle para cada una de las tecnologías.

**Gráfico 3. Análisis por tecnologías del porcentaje de instalaciones que dejan de percibir retribución específica o a la inversión, en relación con el total de instalaciones activas.**



La reducción en la retribución media del conjunto de instalaciones de una determinada tecnología, en combinación con el menor número de instalaciones con algún tipo de retribución específica, genera el resultado de que, para aquellas instalaciones que mantienen retribución, esta se puede incrementar con el nuevo régimen retributivo. Este es el caso de la tecnología eólica, los residuos y la biomasa.

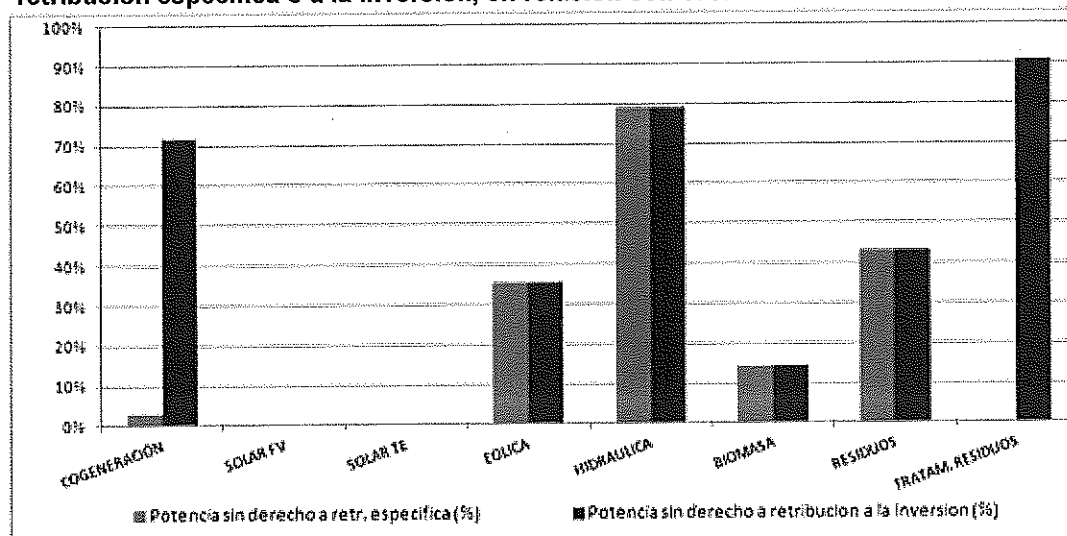
Además de la comparación por número de instalaciones, es conveniente analizar el citado impacto en función del total de la potencia de cada una de las tecnologías. Los resultados se muestran en el cuadro siguiente:

Tecnología	Total potencia Instalaciones activas (MW)	Potencia sin derecho a Ret. Especifica (MW)	Potencia sin derecho a retribucion a la inversion(MW)	Potencia sin derecho a Ret. Especifica (%)	Potencia sin derecho a retribucion a la inversion (%)
<b>COGENERACIÓN</b>	5.366	169	3.849	3%	72%
<b>SOLAR FV</b>	4.653	0	0	0%	0%
<b>SOLAR TE</b>	2.300	0	0	0%	0%
<b>EOLICA</b>	22.785	8.065	8.065	35%	35%
<b>HIDRAULICA</b>	2.038	1.609	1.609	79%	79%
<b>BIOMASA</b>	739	105	105	14%	14%
<b>RESIDUOS</b>	602	260	260	43%	43%
<b>TRATAM. RESIDUOS</b>	607	0	552	0%	91%
<b>TOTAL</b>	<b>39.089</b>	<b>10.209</b>	<b>14.439</b>	<b>26%</b>	<b>37%</b>

En el siguiente gráfico se muestra el detalle para cada una de las tecnologías.

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

**Gráfico 4. Análisis por tecnologías del porcentaje de potencia que deja de percibir retribución específica o a la inversión, en relación con el total de instalaciones activas.**



Como puede observarse, si bien en algunos casos (p.ej., eólica) la disminución en la retribución es muy similar cuando se calcula en términos del total de instalaciones o de potencia, en otros casos sí hay diferencias acusables, tanto al alza en términos de potencia (p.ej, cogeneración) como a la baja (hidráulica).

#### 5.8. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para ejemplos de las instalaciones tipo más frecuentes.

A continuación se efectúa una comparación, para determinados ejemplos de IT's, entre el anterior y el nuevo sistema retributivo según los ingresos regulados que percibirían dichas instalaciones durante el año 2014.

Considerando el elevado número de IT's, se han elegido los grupos y subgrupos más representativos de la totalidad de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta. Asimismo, dentro de cada subgrupo, se han escogido aquellos códigos correspondientes a años de autorización de explotación más habituales.

Debe observarse que cada IT no se define con una potencia única, sino con un *rango* de potencia, por lo que se ha considerado una potencia de instalación concreta como ilustrativa de la IT que se toma como ejemplo.

Al igual que en el apartado anterior, se toma como hipótesis que la energía generada por cada instalación se corresponde con las horas equivalentes de funcionamiento que figuran en el Anexo VIII de la Propuesta para el año 2014 y para dicha IT.

Por otra parte, para el cálculo de la retribución según el anterior sistema retributivo se consideran las hipótesis mencionadas en el apartado 4.1 para el Escenario A.

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

Bajo estas hipótesis se han analizado las instalaciones pertenecientes a diversas IT's, repartidas de la siguiente forma:

	[A]	[B]	[C]	[D]=[C]/[B]	[E]	[F]	[G]=[F]/[E]
Tecnología Códigos IT analizados	Número Códigos IT analizados	n° CILES totales* por tecnología	n° CILES de los Códigos IT analizados	n° CILES analizados sobre el total (%)	Potencia total (MW)* por tecnología	Potencia total (MW) de los Códigos IT analizados	Potencia de CILES analizados sobre el total (%)
COGENERACION	17	929	220	24%	5.366	960	18%
SOLAR PV	12	60.783	8.220	14%	4.653	937	20%
SOLAR TE	17	50	49	98%	2.300	2.250	98%
EOLICA	9	1.305	879	67%	22.785	14.720	65%
HIDRAULICA	13	954	150	16%	2.038	424	21%
BIOMASA	11	191	66	35%	739	213	29%
RESIDUOS	12	27	8	30%	602	193	32%
TRAT.RESIDUOS	10	48	19	40%	607	302	50%
<b>TOTAL</b>	<b>101</b>	<b>64.287</b>	<b>9.611</b>	<b>15%</b>	<b>39.090</b>	<b>19.999</b>	<b>51%</b>

\*Nota: Los Ciles Totales y la Potencia total por tecnología están referidos a todos los Ciles que han podido ser clasificados en los correspondientes Códigos IT

El impacto varía acusadamente entre IT's, fundamentalmente en función de la estandarización realizada y del volumen de los ingresos regulados ya percibidos. Así, las instalaciones más antiguas, sufren una fuerte reducción o incluso pierden toda retribución, pasando a percibir sólo el precio de mercado. A este se añade, en su caso, la retribución a la operación extendida si se estima que el precio de mercado es insuficiente para cubrir sus costes operativos.

La retribución específica se reduce —y en ocasiones muy fuertemente— para casi todas las IT's. Sin embargo, hay casos puntuales, identificables casi en exclusiva con las instalaciones más recientes (muy pocas en número y potencia), en las cuales la retribución específica *crece*. Este es uno de los aspectos que resulta paradójico de la Propuesta: en un contexto de fuerte ajuste y posible cierre de plantas, se contempla un incremento en la retribución de algunas instalaciones, al menos en sus primeros años de explotación.

Los resultados de los Códigos analizados se encuentran en el anexo II.2.

## 6. Consideraciones particulares a la Propuesta.

### 6.1. Sobre los coeficientes de apuntamiento tecnológico.

En el punto 1.2 del anexo III de la Propuesta se hace referencia a los coeficientes de apuntamiento considerados sobre el precio estimado de mercado, para cada una de las tecnologías.

Si bien en el Informe 3/2013 de la CNE, publicado el 12 de febrero de 2013, no se citan de forma específica los valores de dichos coeficientes de apuntamiento, éstos se encontraban incluidos en el informe de modo implícito para estimar con mayor exactitud las previsiones de prima equivalente para el año 2013.

Cabe destacar que, en la fecha de elaboración de los cálculos que aparecen en dicho informe, para la estimación de los mencionados coeficientes se emplearon los últimos datos disponibles de años completos, por lo que se utilizaron coeficientes de apuntamientos relativos a años anteriores al 2012.

Teniendo en cuenta el posible impacto en el nuevo sistema retributivo, sería conveniente utilizar los coeficientes de apuntamiento tecnológico actualizados según la última información disponible, relativa a los años 2011, 2012 y 2013. Con la información disponible en esta Comisión hasta 31 de diciembre de 2013, los coeficientes de apuntamiento actualizados para 2014, correspondientes a la media observada a lo largo de los tres años anteriores, serían los que se muestran en la siguiente tabla:

Tecnología	Coeficiente de apuntamiento calculado 2014	Coeficiente Propuesta de Orden	Diferencia (%)
<b>COGENERACIÓN</b>	<b>0,9997</b>	<b>0,9721</b>	<b>2,8%</b>
<b>SOLAR FV</b>	<b>1,0207</b>	<b>1,0126</b>	<b>0,8%</b>
<b>SOLAR TE</b>	<b>1,0207</b>	<b>1,0126</b>	<b>0,8%</b>
<b>EÓLICA</b>	<b>0,8889</b>	<b>0,8575</b>	<b>3,7%</b>
<b>HIDRÁULICA</b>	<b>0,9390</b>	<b>0,9032</b>	<b>4,0%</b>
<b>BIOMASA</b>	<b>0,9643</b>	<b>0,9642</b>	<b>0,0%</b>
<b>RESIDUOS</b>	<b>0,9997</b>	<b>0,9721</b>	<b>2,8%</b>

### 6.2 Sobre singularidades detectadas en determinadas instalaciones tipo.

Esta Comisión ha hecho un barrido de todas las instalaciones incluidas en los anexos VII y VIII de la propuesta. Este apartado describe posibles anomalías en ciertos estándares detectadas por esta Comisión durante el proceso de evaluación de la Propuesta, si bien se advierte que puedan existir otras posibles singularidades, por lo que se recomienda que antes de la aprobación de la orden se proceda a una última revisión exhaustiva. Se enumeran a

continuación, de menor a mayor, algunas de estas IT's que arrojan las siguientes peculiaridades:

### **IT-00067**

Este código se corresponde con instalaciones pertenecientes al subgrupo a.1.1 (cogeneraciones<sup>20</sup>), de potencia instalada entre 0,5 y 1 MW, con tecnología motor, que hayan realizado una modificación sustancial y con año de autorización de explotación definitiva en 2010.

La retribución a la inversión (Rinv) que fija la Propuesta para este estándar y para los años 2014-2016 es extraordinariamente menor al establecido para IT's de idénticas características, pero con fecha de autorización de explotación definitiva inmediatamente anterior y posterior (IT's 00066<sup>21</sup> y 00068). Dado que estas diferencias no están justificadas en la Propuesta, se sugiere la revisión de estos datos.

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	Modificación sustancial	F. Puesta en Marcha
IT-00066	a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	Modificación sustancial	2009
IT-00067	a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	Modificación sustancial	2010
IT-00068	a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	Modificación sustancial	2011

Código IT	Rtribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Rtribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Rtribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014
IT-00066	-	-	55,812
IT-00067	2.083	48,052	-
IT-00068	31.732	48,608	-

### **IT- 00282**

<sup>20</sup> Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que este suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa o biogás de los grupos b.6, b.7 y b.8 en los términos previstos en el anexo I del proyecto de Real Decreto; siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior (PCI).

<sup>21</sup> Este código percibe únicamente retribución a la operación extendida, si bien ésta sería mayor a la retribución a la inversión y a la operación (no extendida) reconocida por la Propuesta a la IT-00067.

Este código se corresponde con instalaciones pertenecientes al subgrupo a.1.2 (cogeneraciones<sup>22</sup>), que se sitúan en la banda de potencia entre 0,5 y 1 MW y con año de autorización de explotación definitiva 2003.

Esta IT percibe únicamente retribución a la operación extendida, en tanto que a instalaciones *precedentes* (de las mismas características en cuanto a grupo, subgrupo y tamaño, pero con una fecha de puesta en marcha anterior), se les reconoce tanto retribución a la operación (no extendida) como inversión, lo cual no resulta obvio. Podría ocurrir que la IT en cuestión comprenda muy pocas o, en el extremo, una sola instalación, que ha resultado funcionar mucho más intensamente (más horas) que instalaciones análogas más antiguas, y por ello ha recuperado su inversión antes, pero no se ha podido confirmar esta suposición.

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	Modificación sustancial	F. Puesta en Marcha
IT-00280	a.1	a.1.2	0,5 <P ≤ 1 MW	-	-	2000
IT-00281	a.1	a.1.2	0,5 <P ≤ 1 MW	-	-	2002
IT-00282	a.1	a.1.2	0,5 <P ≤ 1 MW	-	-	2003
IT-00283	a.1	a.1.2	0,5 <P ≤ 1 MW	-	-	2005

Código IT	Rtribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Rtribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Rtribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014
IT-00280	34.254	113,360	-
IT-00281	38.707	113,904	-
IT-00282	-	-	126,474
IT-00283	24.973	114,269	-

<sup>22</sup> Cogeneraciones que utilicen como combustible principal derivados de petróleo o carbón, siempre que suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior. (PCI).

### IT's 00464 y 00482

Estos códigos se corresponden con instalaciones pertenecientes al subgrupo b.1.1 (solar fotovoltaica) con tecnología fija y fecha de puesta en marcha en el año 2006. En relación con el tamaño, la IT-00464 se refiere a instalaciones individuales de potencia instalada entre 5 y 100 kW y la IT-00482 a plantas con una potencia instalada menor o igual a 100 kW que forman parte de una agrupación con una banda de potencia de entre 100 kW y 2 MW.

El punto 2 del Anexo II de la Propuesta reconoce una retribución a la operación (Ro) para el año 2014 mayor al estándar de la agrupación que la que correspondería a la instalación individual; esto sorprende ya que, con carácter general, las plantas pertenecientes a una agrupación deberían beneficiarse de economías de escala y, en consecuencia, debería reconocérsele un Ro menor, o en el extremo igual, que a las individuales. Dado que estas diferencias no están justificadas en la Propuesta, se sugiere la revisión de estos datos.

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha
IT-00464	b.1	b.1.1	5 <P ≤ 100 kW	FIJ	2006
IT-00482	b.1	b.1.1	100 kW <P ≤ 2 MW	FIJ	2006

Código IT	Retrribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retrribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Retrribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014
IT-00464	584.130	12,801	-
IT-00482	536.359	22,496	-



### **IT's 00471 y 00478**

Estos códigos se corresponden con instalaciones pertenecientes al subgrupo b.1.1 (solar fotovoltaica), con potencia instalada entre 5 y 100 kW, con tecnología de seguimiento a uno y dos ejes, respectivamente y fecha de puesta en marcha en el año 2008.

El punto 2 del Anexo II de la Propuesta reconoce una retribución a la inversión (Rinv) para los años 2014-2016 mayor a la IT con seguimiento a un eje que a la de dos ejes. Esto puede sorprender dado que las plantas con seguimiento a 2 ejes tienen históricamente unos costes de inversión más elevados que las de un eje; no obstante, esta Comisión reconoce —si bien no ha podido confirmar— que, en función de los años de explotación habidos y los ingresos estimados para una y otra IT, la mayor producción lograda por la instalación más eficiente (y cara) podría más que compensar el sobrecoste en la inversión.

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha
IT-00471	b.1	b.1.1	5 <P ≤ 100 kW	S1E	2008
IT-00478	b.1	b.1.1	5 <P ≤ 100 kW	S2E	2008

Código IT	Retrribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retrribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Retrribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014
IT-00471	716.485	11,603	-
IT-00478	684.281	10,190	-

### **IT- 00487**

Este código se corresponde con instalaciones pertenecientes al subgrupo b.1.1 (solar fotovoltaica) de potencia instalada entre 100 kW y 2 MW con tecnología de seguimiento a 1 eje y año de autorización de explotación definitiva 2006.

La ficha del Anexo VIII fija en aproximadamente 2.500 las horas históricas equivalentes de funcionamiento desde el año 2008 al 2012 para este estándar, dato que se considera extraordinariamente elevado.

El motivo de que a este código se le hayan asignado unas horas históricas equivalentes de funcionamiento tan altas es que dentro de esta IT existe una agrupación de gran tamaño y características singulares (con una potencia pico muy superior a la instalada, claramente por encima del ratio de sobre-instalación del 15% estimado con carácter general) que la distinguen de las restantes que configuran el referido código.

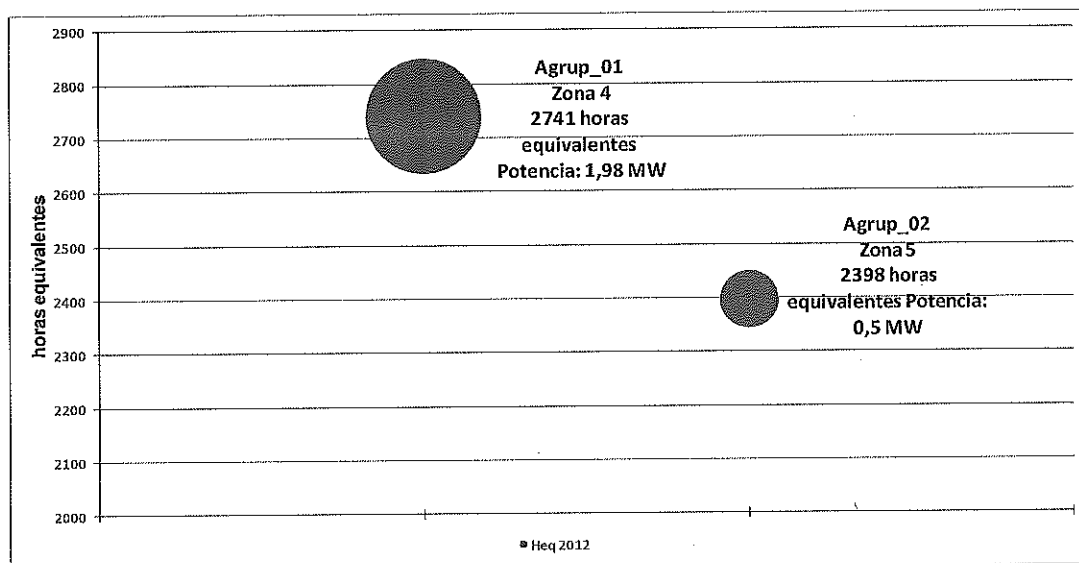
En consecuencia, el nuevo modelo retributivo estaría aplicando el número de horas de esta agrupación preponderante al resto de instalaciones o agrupaciones de instalaciones que integran su IT para calcular los parámetros retributivos de todas ellas; esto es, se estarían considerando los mismos parámetros, potencialmente alejados de los teóricamente esperables, a todas las instalaciones que integran dicho código; el modelo entiende, por tanto, que todas han producido electricidad y han obtenido unos ingresos hasta julio de 2013 en función de esas horas de funcionamiento y, por ende, ahora les corresponderían unos ingresos futuros menores, aunque de hecho el resto de instalaciones que integran este código no habrían percibido ingresos tan altos como la agrupación sobresaliente.

Por consiguiente, se advierte que los valores fijados para este estándar se encontrarían distorsionados por el peso de la citada agrupación preponderante.

<b>Código IT</b>	<b>Grupo</b>	<b>Subgrupo</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Tecnología</b>	<b>F. Puesta en Marcha</b>
IT-00487	b.1	b.1.1	100 kW < P ≤ 2MW	S1E	2006

A continuación se muestran gráficamente los valores reales de las horas equivalentes de funcionamiento en 2012 de las dos agrupaciones que forman parte del Código IT-00487, así como su tamaño relativo.

**Gráfico 5. Dispersión de horas equivalentes y tamaños para las agrupaciones existentes en el Código IT-00487.**



### **ITs 00917 a 00920**

Estos códigos se corresponden con instalaciones pertenecientes al subgrupo b.1.1 tipo II (solar fotovoltaica sobre suelo del RD 1578/2008), tercera y cuarta convocatoria de 2011, con tecnología fija, zonas climáticas Z2, Z3, Z4 y Z5 y fecha de puesta en marcha anterior o igual a 2013.

Para estos estándares, la Propuesta, en su punto 2 del Anexo II, fija unos valores de retribución a la operación para los años 2014-2016 de 0,762 y 0,510 €/MWh. Para códigos de idénticas características pero de convocatorias inmediatamente anteriores y posteriores, la Propuesta establece en su gran mayoría unos valores para este concepto de entre 3,524 y 3,933 €/MWh. Es por ello que, cuanto menos, sorprende a esta Comisión esta diferencia tan elevada. A falta de justificación de la misma en la Propuesta, se sugiere la revisión de estos datos.

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	Zona climática	F. Puesta en Marcha
IT-00914	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z3	2012
IT-00915	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z4	≤2012
IT-00916	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z5	≤2012
IT-00917	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z3	≤2013
IT-00918	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z4	≤2013
IT-00919	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z5	≤2013
IT-00920	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z2	≤2013
IT-00921	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z3	≤2012
IT-00922	b.1	b.1.1	-	FIJA	Z4	≤2012

Código IT	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Retribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014
IT-00914	145.162	3,869	-
IT-00915	146.559	3,933	-
IT-00916	146.398	3,925	-
IT-00917	141.334	0,762	-
IT-00918	141.334	0,762	-
IT-00919	141.334	0,762	-
IT-00920	135.810	0,510	-
IT-00921	140.725	3,666	-
IT-00922	137.623	3,524	-

### **IT-01131**

Este código se corresponde con instalaciones pertenecientes al subgrupo b.6 (biomasa<sup>23</sup>) con año de autorización de explotación definitiva en 2012.

En el Anexo II, puntos 1 y 2, de la Propuesta, se especifican los parámetros retributivos aplicables a las liquidaciones de los años 2013 y 2014-2016, apreciándose que para dicho código la retribución a la operación (Ro) que se reconoce en el año 2013 es nula, mientras que para IT's de idénticas características pero con fechas de puesta en marcha previas o posteriores, la Propuesta fija un valor de 49,732, 49,885 y 42,917 €/MWh, respectivamente. Además, se advierte que ese dato no guarda coherencia con su homónimo establecido para el año 2014.

Código	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha
IT-01129	b.6	-	-	-	2010
IT-01130	b.6	-	-	-	2011
IT-01131	b.6	-	-	-	2012
IT-01132	b.6	-	-	-	2013

Código IT	Rinv 2013 (*) (€/MW)	Ro 2013 (€/MWh)	Ro ext. 2013 (€/MWh)
IT-01129	110.927	49,732	-
IT-01130	117.091	49,885	-
IT-01131	81.361	0,000	-
IT-01132	131.000	42,917	-

Código IT	Rinv 2014-2016 (€/MW)	Ro (€/MWh) 2014	Ro ext (€/MWh) 2014
IT-01129	236.774	52,289	-
IT-01130	249.932	52,441	-
IT-01131	264.386	45,402	-
IT-01132	279.620	45,579	-

<sup>23</sup> Centrales de generación eléctrica o de cogeneración 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, en los términos que figuran en el anexo I del proyecto de Real Decreto. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior (PCI).

### **ITs 01161 a 01168**

Estos códigos se corresponden con instalaciones pertenecientes al subgrupo b.7.2 con año de autorización de explotación definitiva entre los años 1998 y 2005.

En el Anexo II, puntos 1<sup>24</sup> y 2<sup>25</sup>, de la Propuesta, se especifican los parámetros retributivos aplicables a las liquidaciones de los años 2013 y 2014-2016, apreciándose que para dichos códigos la retribución a la inversión (Rinv) y la retribución a operación (Ro) son decrecientes con los años, sin encontrar esta Comisión una justificación lógica para determinar esta progresión de dichos valores.

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha
IT-01161	b.7	b.7.2	-	-	1998
IT-01162	b.7	b.7.2	-	-	1999
IT-01163	b.7	b.7.2	-	-	2000
IT-01164	b.7	b.7.2	-	-	2001
IT-01165	b.7	b.7.2	-	-	2002
IT-01166	b.7	b.7.2	-	-	2003
IT-01167	b.7	b.7.2	-	-	2004
IT-01168	b.7	b.7.2	-	-	2005

Código IT	Retrribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retrribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Retrribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014
IT-01161	252.192	9,783	-
IT-01162	209.878	8,178	-
IT-01163	177.887	6,964	-
IT-01164	164.915	6,472	-
IT-01165	149.908	5,902	-
IT-01166	130.238	5,156	-
IT-01167	118.920	4,727	-
IT-01168	117.965	4,691	-

<sup>24</sup> «Parámetros retributivos aplicables a las liquidaciones de 2013 que se realicen para las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva anterior a 2013 inclusive»

<sup>25</sup> «Parámetros retributivos para las liquidaciones de los años 2014, 2015 y 2016»

Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo

### 6.3. Consideraciones sobre el precio de mercado

La estimación del precio del mercado diario e intradiario para cada año del próximo semiperíodo desempeña un papel relevante debido a que sirve de referencia para el cálculo tanto de la retribución por operación como de la retribución por inversión. La Propuesta, al determinar los parámetros de la retribución de las instalaciones para el siguiente semiperíodo, aplica en sus anexos III y VI los valores de 49, 50 y 52 €/MWh para los ejercicios 2014, 2015 y 2016, respectivamente.

Según el preámbulo de la Propuesta, estos precios han sido estimados utilizando la evolución pasada del precio en los mercados de electricidad, *«los precios registrados en los mercados de futuros, la previsión de oferta y demanda de energía eléctrica, así como otros factores que pudieran influir en la futura evolución del precio de mercado diario e intradiario»*.

Ahora bien, se echa en falta la concreción de una metodología reproducible que defina expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones. Con independencia de cuáles sean los precios finalmente propuestos, lo cuales habrán de ser en todo caso objeto de revisión, se recomienda modificar la redacción de los citados anexos III y VI de modo que se describa el procedimiento seguido para su obtención.

A modo ilustrativo, si el precio de mercado aplicable en el cálculo de los parámetros retributivos para 2014 se hubiera definido como: *«la media aritmética de las cotizaciones diarias de los contratos anuales en los últimos 3 meses disponibles para el año en curso en el momento de la publicación de la Orden»* (es decir, tomando el período comprendido entre 01/10/2013 y 27/12/2013, último día de negociación), el valor resultante habría sido 49,36 €/MWh (en lugar de 49,00 €/MWh).

También de forma ilustrativa, si la Propuesta se hubiera publicado el 27/02/2014 y los precios de mercado aplicables en el cálculo de los parámetros retributivos para 2015 y 2016 se hubieran definido como: *«la media aritmética de las cotizaciones diarias de los contratos anuales en los últimos 3 meses disponibles a la fecha de publicación de esta orden »* (es decir, tomando el período comprendido entre 27/11/2013 y 27/02/2014, los valores resultantes habrían sido 49,95 y 50,49 €/MWh, respectivamente (en lugar de 50,00 y 52,00 €/MWh, respectivamente).

De igual modo se echa en falta alguna concreción metodológica a la hora de definir los límites inferiores y superiores establecidos a partir de los precios de referencia.

Para completar los ejemplos anteriores, y siempre de forma ilustrativa, si se establecieran dichos límites como: *«los valores resultantes de aplicar sendas*

variaciones porcentuales iguales a  $\pm 8\%$  y  $\pm 16\%$ <sup>26</sup> respecto a los anteriores valores de referencia», los valores resultantes habrían sido los mostrados a continuación:

(Valores sólo ilustrativos)		2014	2015	2016
<b>Precio estimado del mercado [€/MWh]</b>		<b>49,36</b>	<b>49,95</b>	<b>50,49</b>
<b>LS2</b>	%	116%	116%	116%
	€/MWh	57,26	57,94	58,57
<b>LS1</b>	%	108%	108%	108%
	€/MWh	53,31	53,95	54,53
<b>LI1</b>	%	92%	92%	92%
	€/MWh	45,41	45,95	46,45
<b>LI2</b>	%	84%	84%	84%
	€/MWh	41,46	41,96	42,41

#### 6.4. Incremento de la retribución específica para ciertas instalaciones al aplicar el nuevo sistema retributivo.

Al efectuar el análisis comparativo entre el sistema retributivo anterior y el nuevo régimen retributivo específico para ciertos ejemplos de los códigos de instalaciones tipo, se puede observar que existe un reducido número de ejemplos de IT's para los cuales la retribución específica para el año 2014 es superior con el nuevo sistema retributivo.

Algunas de estas IT's favorecidos por el nuevo sistema se corresponden con estándares que incluyen una única instalación, habiéndose por lo tanto calculado sus parámetros conforme a un estudio "ad hoc" para esa única planta.

Cabe hacer la salvedad de que dicha comparación se ha realizado exclusivamente para el año 2014, y que se establecen revisiones temporales de los parámetros retributivos cada 3 y 6 años, aunque por otra parte, en estas revisiones permanecerán invariables el valor estándar de la inversión inicial y la vida útil regulatoria.

Se trata de instalaciones que ya se encuentran operativas y que han sido construidas considerando que la rentabilidad esperada del proyecto resultaba atractiva a los promotores a partir de los ingresos esperados con el marco retributivo anterior.

Por ello, podría estimarse que la adjudicación a estas plantas de unos ingresos superiores a los que consideraron en su momento, llevaría a una obtención de mayores beneficios, al menos en los primeros años de aplicación del nuevo sistema retributivo.

<sup>26</sup> Porcentajes aproximadamente correspondientes a los  $\pm 4$  €/MWh y  $\pm 8$  €/MWh implícitos en los límites planteados en la Propuesta, respectivamente.




Este hecho parece contradecir el preámbulo de la Propuesta, así como lo especificado en el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y es una situación paradójica en un contexto de fuerte disminución de retribución para numerosas instalaciones.

#### **6.5. Umbral de funcionamiento y horas equivalentes de funcionamiento mínimo para instalaciones sin derecho a percibir retribución a la inversión**

En primer lugar, parece razonable la cautela de ligar la retribución a la inversión con un mínimo de energía vertida a la red, ya que de otra forma podrían retribuirse instalaciones que se encuentran no operativas con unos ingresos fijos e independientes de la producción de la planta.

Sin embargo, el propio concepto de retribución a la operación y de retribución a la operación extendida hace referencia a los ingresos necesarios por unidad de energía para que, sumados a los ingresos de explotación puedan igualar a los costes de explotación, haciendo viable el funcionamiento de la planta. Es, por tanto, un ingreso ligado al propio funcionamiento de la instalación de forma que si no está operativa, no recibe dicha retribución.

Por ello, no se cree necesario extender la precaución establecida para la retribución a la inversión mediante un mínimo de horas a aquellos estándares que reciban únicamente retribución a la operación extendida.



En el Informe de la CNMC, de 17 de diciembre, sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se mencionaba que, para el caso de las instalaciones de cogeneración que funcionen en régimen de excedentes (por oposición al régimen denominado todo-todo), u otras vinculadas a un consumidor acogido a una modalidad de autoconsumo (producción con autoconsumo), la energía generada que determina la operación de la unidad de producción no coincide con la energía vertida a la red.

Debe tenerse en cuenta que las horas relativas al umbral de funcionamiento y las horas de funcionamiento mínimo, se calculan a partir de la energía vertida a las redes, y no a partir de la energía producida por la unidad de generación, por lo que el derecho a la percepción retributiva por estos conceptos estaría vinculado a una cierta energía vertida a las redes.

En consecuencia, las instalaciones de cogeneración que funcionen en régimen de excedentes se verían excluidas de esta retribución por contraposición con las acogidas al régimen denominado todo-todo, lo cual no parece justificable, máxime cuando el modo de funcionamiento en régimen de excedentes subraya el carácter de generación distribuida y ahorro de pérdidas en la red que aporta la cogeneración.

Por ello, se propone eliminar (o en su defecto, reducir al máximo) la exigencia de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual y de umbral de funcionamiento anual para aquellas IT's que ya no tienen derecho a percibir retribución a la inversión.

#### **6.6. Utilización de un REE superior al exigible para efectuar los cálculos retributivos**

Para el cálculo de los parámetros retributivos en las instalaciones de cogeneración se han tenido en cuenta ciertos ingresos de explotación que se corresponden con la producción de energía térmica de estas instalaciones. Para ello, se ha considerado un cierto rendimiento eléctrico equivalente (REE).

Si bien en la Propuesta no se detallan las cifras, a partir de la MAIN que se acompaña a la Propuesta, parece que el REE considerado ha sido un rendimiento medio, obtenido a partir de información histórica disponible por tecnología y combustible (y no individualmente para cada IT), y en cualquier caso superior al porcentaje legalmente establecido para acceder a la retribución específica, tal como se define en el Anexo XIV del proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Esta hipótesis tiene un impacto directo en la estimación de los ingresos por la venta de dicha energía térmica, con la consiguiente minoración en el cálculo de la retribución a la operación y en la retribución a la operación extendida, pudiendo hacer inviable la operación de aquellas plantas que cumplieran rigurosamente con la exigencia del REE mínimo establecido en el Real Decreto. Se considera por lo tanto que debería emplearse un REE por IT.

#### **6.7. Pertenencia a una agrupación Solar PV a efectos retributivos**

Hasta la fecha, la pertenencia de una instalación a una agrupación únicamente había tenido efectos económicos en la medida en que la legislación obligaba a las instalaciones que formasen parte de dicha agrupación a cumplir ciertas exigencias técnicas, como por ejemplo, la adscripción a un centro de control de generación, envío de telemidas o la obligación de cumplimiento de requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.

Ya en el proyecto de Real Decreto se especifican los criterios según los cuales la potencia de una instalación se considera, a efectos retributivos, de forma aislada o, por el contrario, perteneciente a un conjunto de instalaciones. Es reseñable que muchas de estas instalaciones fueron autorizadas como instalaciones de menor potencia (típicamente en la tecnología solar fotovoltaica, de 100 kW) y retribuidas como tales, singularidad que pierden ahora al ser consideradas y retribuidas dentro de un conjunto, y por lo tanto, como si fueran una única instalación de potencia superior.

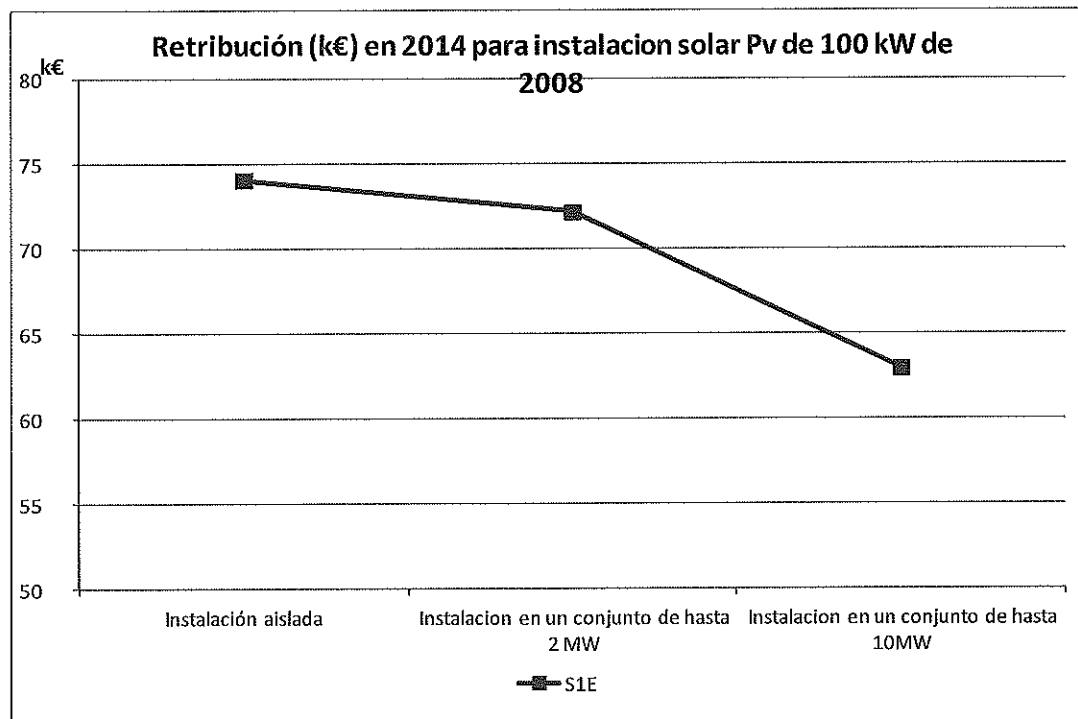
Según se deduce del análisis de la Propuesta, este hecho tiene un importante impacto retributivo, aunque no siempre en el sentido que cabría esperar.

Se han tomado como ejemplo las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica con año de autorización de explotación en 2008, correspondientes a los siguientes Códigos IT:

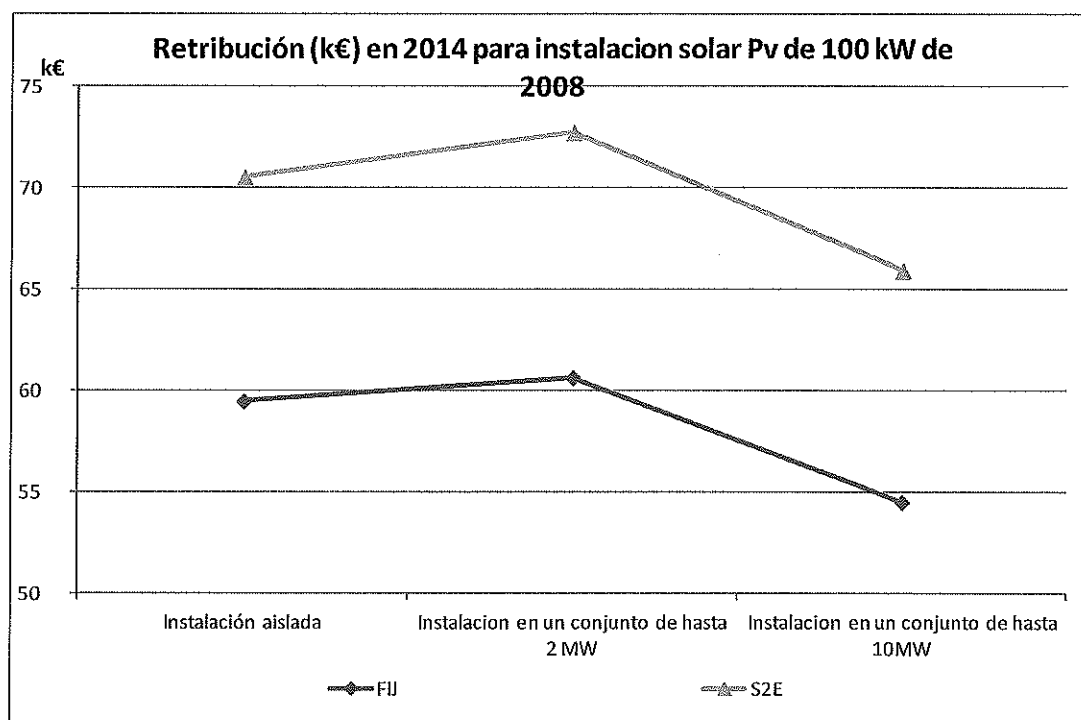
Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Tecnología/ Combustible	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-00466	Solar PV	b.1	b.1.1.	FIJ	5kW < P ≤ 100kW	2008
IT-00471	Solar PV	b.1	b.1.1.	S1E	5kW < P ≤ 100kW	2008
IT-00478	Solar PV	b.1	b.1.1.	S2E	5kW < P ≤ 100kW	2008
IT-00484	Solar PV	b.1	b.1.1.	FIJ	100kW < P ≤ 2MW	2008
IT-00489	Solar PV	b.1	b.1.1.	S1E	100kW < P ≤ 2MW	2008
IT-00494	Solar PV	b.1	b.1.1.	S2E	100kW < P ≤ 2MW	2008
IT-00498	Solar PV	b.1	b.1.1.	FIJ	2MW < P ≤ 10MW	2008
IT-00501	Solar PV	b.1	b.1.1.	S1E	2MW < P ≤ 10MW	2008
IT-00504	Solar PV	b.1	b.1.1.	S2E	2MW < P ≤ 10MW	2008

A partir de los datos de retribución a la inversión y de retribución a la operación, y según las horas equivalentes previstas para 2014, se ha procedido a analizar la retribución específica total percibida para una instalación de 100 kW, con tecnología fija, de seguimiento a 1 eje y de seguimiento a 2 ejes, dependiendo de si se encuentra considerada de forma aislada, en un conjunto entre 100 kW y 2 MW o en un conjunto aun mayor, entre 2 MW y 10 MW.

Tal como cabría esperar, en las instalaciones de seguimiento a 1 eje, para cada instalación individual, al ser considerada en un conjunto mayor, su retribución específica total disminuye, como se puede observar en el gráfico siguiente:



Sin embargo, en las instalaciones fijas, y en las instalaciones de seguimiento a dos ejes, la instalación considerada recibe una retribución total mayor si pertenece a un conjunto entre 100 kW y 1 MW que si se considera de forma aislada.



Esto viene motivado por una retribución a la operación (Ro) muy superior en €/MWh para una instalación perteneciente a un conjunto respecto de la misma instalación considerada de forma aislada.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coficiente de ajuste C1,a (*)	Rtribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Rtribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Rtribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014
IT-00466	30	1,000	574.698	12,370	-
IT-00471	30	1,000	716.485	11,603	-
IT-00478	30	1,000	684.281	10,190	-
IT-00484	30	1,000	567.272	23,908	-
IT-00489	30	1,000	671.532	23,919	-
IT-00494	30	1,000	677.526	23,709	-
IT-00498	30	1,000	511.315	20,592	-
IT-00501	30	1,000	587.422	20,147	-
IT-00504	30	1,000	615.662	20,757	-

Asimismo debe destacarse que, en el ejemplo utilizado, estos cuatro Códigos de identificación en los que se ha señalado esta singularidad tienen un importante peso, ya que están formados por más de 15.000 instalaciones con una potencia total superior a los 1.000 MW, en torno a la cuarta parte de la totalidad de las instalaciones fotovoltaicas instaladas.

## **6.8. Consideraciones sobre los aspectos relativos a la liquidación de la retribución específica.**

### **6.8.1. Consideraciones generales respecto de la liquidación**

El objeto de la Propuesta es el establecimiento de las diferentes instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Es de particular interés a efectos de la realización de las liquidaciones del régimen retributivo específico al que se refiere esta Propuesta, el proceso de asignación de estándar a las 64.282 instalaciones activas (con derecho a prima) en el sistema de liquidaciones, el cual se realizará según la disposición transitoria primera del proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, remitido para informe a esta Comisión el pasado mes de noviembre de 2013.

Si se produjera la aprobación de la mencionada disposición transitoria primera en los mismos términos que aparece en la propuesta remitida en noviembre de 2013, conforme al punto 3 *"para la determinación de la información necesaria para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico, en particular para la determinación de la potencia para la cual la instalación tenía otorgado el régimen económico primado, se tomará la información incluida en el sistema de liquidación en el momento de realizar la inscripción"*. Es por ello que resulta de interés comprobar si existe en el sistema de liquidaciones de régimen especial información suficiente para poder efectuar de forma inequívoca la clasificación de las instalaciones con derecho a régimen retributivo específico, así como poner de relieve aquellos casos de instalaciones que, conforme a dicha información, no se pueden clasificar en uno de los estándares propuestos.

### **6.8.2 Clasificación de las instalaciones**

#### **Resultado de la clasificación**

Se ha efectuado una clasificación de las instalaciones que actualmente tienen derecho a régimen económico primado, así como aquellas que han sido dadas de baja en el sistema de liquidación con posterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por cuanto estas instalaciones se verían afectadas por el nuevo régimen retributivo específico.

Los resultados de dicha clasificación se muestran en la tabla:

	Instalaciones clasificadas	Instalaciones clasificadas según DTU <sup>(*)</sup>	Instalaciones NO clasificadas	TOTAL
COGENERACION	909	20	74	1.003
COGENERACION (BIOMASA)	34	0	0	34
SOLAR FOTOVOLTAICA	60.509	274	0	60.783
SOLAR TERMOELÉCTRICA	50	0	0	50
EÓLICA	1.305	0	24	1.329
HIDRAULICA	23	931	108	1.062
BIOMASA	157	0	8	165
RESIDUOS	27	0	7	34
TRATAMIENTO DE RESIDUOS	48	0	3	51
<b>TOTAL</b>	<b>63.062</b>	<b>1.225</b>	<b>224</b>	<b>64.511</b>

<sup>(\*)</sup> Instalaciones clasificadas aplicando las instalaciones y tecnologías tipo por defecto previstas en la disposición transitoria única

### **Instalaciones clasificadas**

Empleando la información actualmente existente en el sistema de liquidaciones de régimen especial, y sin necesidad de aplicar la disposición transitoria única, se ha asignado instalación tipo a un total de 63.062 instalaciones, el 97,76% de las instalaciones.

### **Instalaciones clasificadas empleando los criterios previstos en la disposición transitoria única**

La disposición transitoria única de la Propuesta prevé que en aquellos casos en que con la información que obre en los registros no sea posible determinar la instalación tipo, se efectúe la siguiente asignación por defecto:

- A las instalaciones del grupo b.4 se les asignará por defecto la instalación tipo correspondiente del subgrupo b.4.2.
- A las instalaciones del subgrupo a.1.1 se les asignará por defecto la instalación tipo correspondiente como si sus equipos principales fueran turbinas.
- Las instalaciones del subgrupo b.1.1 que no puedan ser clasificadas según el Anexo I se le asignará por defecto la instalación tipo IT -01274 que figura en el Anexo I.8.
- Las instalaciones del subgrupo b.1.2 que no puedan ser clasificadas según el Anexo I se le asignará por defecto la instalación tipo IT -01014 que figura en el Anexo I.6.

En aplicación de estos criterios, se ha llevado a cabo la siguiente clasificación:

- a) Como consecuencia de que, conforme a la clasificación establecida por el Real Decreto 661/2007, en las instalaciones hidráulicas de potencia no superior a 10 MW no se efectuaba distinción entre instalaciones para uso exclusivamente hidroeléctrico y aquellas con otros usos o construidas sobre instalaciones existentes, no se dispone en el sistema de liquidaciones información relativa a esta distinción. En consecuencia, se ha asignado a la totalidad de instalaciones de tecnología hidráulica de menos de 10 MW acogidas al Real Decreto 661/2007 (un total de 931 instalaciones), el tipo b.4.2 (instalaciones con usos distintos al hidroeléctrico).
- b) Debido a la ausencia de información en el sistema de liquidaciones relativa a la tecnología empleada por determinadas instalaciones de cogeneración, se ha asignado por defecto la instalación tipo correspondiente como si sus equipos principales fueran turbinas a un total de 20 instalaciones del grupo a.1.1.
- c) Como consecuencia de que, conforme a los datos existentes en el sistema de liquidaciones, no es posible efectuar una clasificación y asignación de instalación tipo según el Anexo I, se ha asignado por defecto la instalación tipo IT -01274 a un total de 274 instalaciones de tecnología fotovoltaica.

En relación a este último punto c), en el Anexo III.2 del presente informe se muestran los motivos por los que se ha asignado a la tipología por defecto a las citadas 274 instalaciones fotovoltaicas. Cabe destacar, que 246 de este colectivo son instalaciones pre-asignadas como I.2 con una potencia menor o igual de 20 kW. Si bien el artículo 3 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre en la clasificación de instalaciones establecía que el Tipo I.2 correspondía a instalaciones con una potencia superior a 20 kW, nada impedía que una vez obtenida la pre-asignación el proyecto definitivo se realizara por una potencia menor de la pre-asignada. Por lo tanto, esta Comisión estima que es necesario contemplar en la clasificación de tipos I.2 en los que la potencia de la instalación sea menor de 20 kW.

### **Instalaciones no clasificadas**

Existe un total de 224 instalaciones para las que no se ha podido efectuar una clasificación y asignación de instalación tipo según el Anexo I de la Propuesta, aun empleando las tipologías por defecto señaladas en la disposición transitoria única. En relación a estas instalaciones, en el Anexo III.1 del presente informe se detalla el motivo por el que no ha sido posible efectuar la clasificación.

En este sentido, se señala que la actual redacción de la Propuesta no prevé una equivalencia entre las instalaciones que actualmente se encuentran acogidas a lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en relación a la aplicación del régimen económico establecido por el Real Decreto 436/2004 a determinadas instalaciones. Se

desconoce si la ausencia de asignación de instalación tipo a estas instalaciones se debe a que se considera que han superado su vida útil regulatoria. En ese sentido, el Anexo IV del presente Informe señala los tipos de instalaciones acogidas a lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que no han podido ser clasificados por estar acogidos a dicha disposición.

Por último, se considera conveniente aclarar si es de aplicación a todas las instalaciones de este colectivo lo dispuesto respecto a la obligación del cumplimiento de factor de potencia. Estas instalaciones no estarían incluidas en el registro específico de retribución y por lo tanto no percibirían retribución alguna, por lo que únicamente cabría liquidarles, si procede, la penalización por energía reactiva. Se da la misma circunstancia en aquellas instalaciones que teniendo tipo asignado (y por tanto, incluidas en el citado Registro específico de retribución), la retribución asociada a las mismas resulte ser de valor nulo.

### **Estándares sin instalaciones asociadas**

Según se indica en la MAIN, los parámetros económicos de cada instalación-tipo se han obtenido a partir de datos reales. Sin embargo, según la información disponible en el sistema de liquidaciones, hay determinadas instalación-tipo con fechas de puesta en marcha anteriores a 2014 a los que no ha sido posible asociar ninguna instalación. En la siguiente tabla se muestra el número de instalaciones-tipo que no han sido clasificados, y en el anexo IV se muestra el detalle de las mismas.

	Nº tipos
COGENERACION	79
SOLAR FOTOVOLTAICA	30
SOLAR TERMOELÉCTRICA	0
EÓLICA	0
HIDRAULICA	8
BIOMASA	12
RESIDUOS	20
TRATAMIENTO DE RESIDUOS	0
<b>TOTAL</b>	<b>149</b>



## 7. Observaciones sobre el articulado

### 7.1 Sobre el artículo 6. Cálculo de la retribución para las instalaciones con hibridación.

Conforme a la información existente actualmente en el sistema de liquidaciones, no existe el dato de potencia térmica para ninguna de las instalaciones con hibridación tipo I. En ese sentido, habida cuenta de la previsión establecida en el último párrafo (*"Hasta que no sea comunicada dicha información se considerará que toda la potencia térmica corresponde a c.2."*), se hace notar que, en tanto estas instalaciones no comuniquen dicho valor, la retribución a la inversión sería nula en cualquier caso, lo que causaría un importante perjuicio a las instalaciones afectadas.

### 7.2 Propuesta de una nueva Disposición transitoria XXX, respecto a las modificaciones sustanciales

Se hace notar que actualmente en el sistema de liquidaciones de régimen especial no existe una variable relacionada con el hecho de que una instalación haya tenido una modificación sustancial. Si bien, para las instalaciones para las que la aplicación en el sistema de liquidaciones de la modificación sustancial tuvo lugar con posterioridad al 1 de noviembre de 2009 existe una documentación justificativa en esta Comisión, tal documentación no existe para aquellas modificaciones sustanciales producidas con anterioridad a esta fecha. Por ello, para efectuar la clasificación señalada en el punto 2 de este informe, se ha empleado información del Registro de Instalaciones de Régimen Especial del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, así como otros datos del sistema de liquidaciones de régimen especial.

No obstante, dada la importante trascendencia de este parámetro en la determinación del régimen retributivo, se propone la inclusión de la siguiente disposición transitoria:

**«Disposición transitoria XXX. Información relativa a las modificaciones sustanciales de las instalaciones de cogeneración acogidas a los grupos a.1.1 y a.1.2**

**Aquellas instalaciones de cogeneración acogidas a los grupos a.1.1 y a.1.2 definidos en el Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, deberán presentar en un plazo de 3 meses a partir de la entrada en vigor de la presente orden, al organismo liquidador y a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, bien directamente o a través de su representante, una declaración responsable que indique de manera expresa si la instalación ha sido objeto o no de modificación sustancial.**

**Si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, se constatare la falsedad de la declaración responsable, este hecho será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de**

explotación de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.1.I) del Real Decreto XXXX/2014, de XX de XXXXXX."

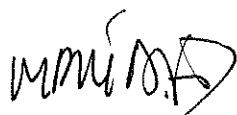
**7.3 Propuesta de una nueva Disposición transitoria XXX, respecto a las instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.**

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la actual redacción de la Propuesta no prevé una equivalencia para las instalaciones que actualmente se encuentran acogidas a lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, relativa a instalaciones que continúan, a efectos retributivos, acogidas a las categorías a), b) y c) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Conforme a la información recogida en el informe de liquidaciones de régimen especial 12/2013, hay actualmente 25 instalaciones activas y liquidadas en el sistema de liquidación acogidas a esta modalidad.

En caso que se considere conveniente contemplar estos casos, se propone la inclusión de una nueva disposición transitoria, con la siguiente redacción:

«Disposición transitoria XXX. Instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

La asignación de las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidos en el Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, así como las diferentes instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se realizará conforme a lo dispuesto en el Anexo I de la presente orden. Para ello, con objeto de efectuar la clasificación, se atenderá al grupo y subgrupo del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, al que les corresponda conforme sus características técnicas.».



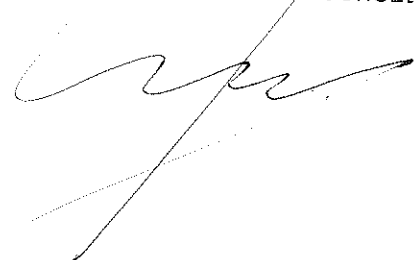
VºBº La Presidenta de la Sala de Supervisión Regulatoria  
D.ª María Fernández Pérez

 **CNMC** COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

APROBADO EN SALA DE  
SUPERVISIÓN REGULATORIA

DE 3 abril 2014

MADRID 3 abril 2014  
EL VICESECRETARIO DEL CONSEJO



## **ANEXO I. Análisis del ratio de inversión de determinadas IT's**

g

Este Anexo presenta los resultados del análisis comparativo de los valores del Ratio de Inversión (€/MW) de determinadas instalaciones tipo que figuran en el Anexo VIII de la Propuesta con los costes de inversión disponibles en esta CNMC recopilados de instalaciones reales con motivo de la Circular 3/2005, de 13 de octubre, de la Comisión Nacional de Energía.

### Cogeneración

Los valores del coste de inversión que dispone esta Comisión para estas plantas están referidos al subgrupo a.1.1<sup>27</sup> con tecnología motor o turbina en función de la potencia instalada de la instalación y excluyendo aquellas que hayan realizado alguna modificación sustancial.

Para las instalaciones de potencia menor o igual a 10 MW los antedichos valores están referidos mayoritariamente a plantas que utilizaban tecnología de motor, mientras que para las de potencia mayor de 10 MW se corresponden esencialmente con tecnología de turbina.

En consecuencia, el análisis comparativo del coste de inversión para esta tecnología se ha realizado en base a los valores que le corresponden al antedicho subgrupo, optando por una u otra tecnología en función de la potencia instalada de la instalación y comparándolo con los de las correspondientes instalaciones tipo.

---

<sup>27</sup> Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural siempre que este suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada.

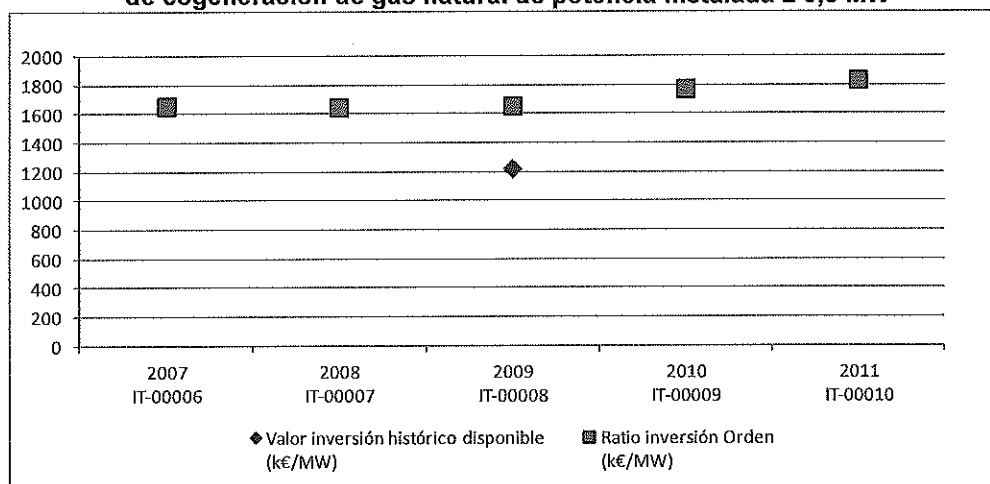
*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

## Cogeneración Gas Natural $\leq 0,5$ MW

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
a.1	a.1.1	$\leq 0,5$	Motor	2009	1.222	Informe CNE_24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio inversión Orden (k€/MW)
IT-00006	a.1	a.1.1	$\leq 0,5$ MW	Motor	2007	1.656
IT-00007	a.1	a.1.1	$\leq 0,5$ MW	Motor	2008	1.646
IT-00008	a.1	a.1.1	$\leq 0,5$ MW	Motor	2009	1.655
IT-00009	a.1	a.1.1	$\leq 0,5$ MW	Motor	2010	1.773
IT-00010	a.1	a.1.1	$\leq 0,5$ MW	Motor	2011	1.831

**Gráfico 6. Análisis comparativo de los costes de inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada  $\leq 0,5$  MW**

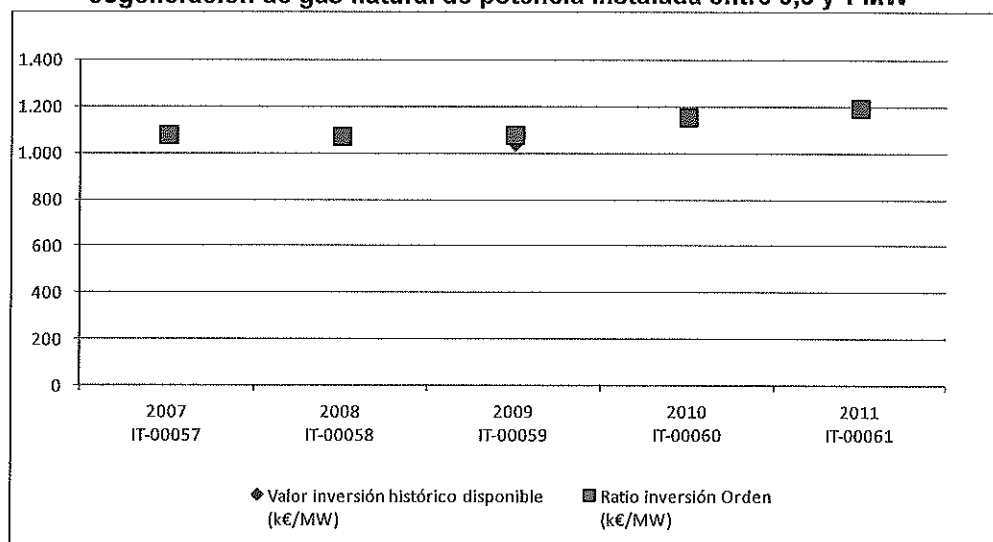


### Cogeneración Gas Natural entre 0,5 y 1 MW

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	2009	1.055	Informe CNE_24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio inversión Orden (k€/MW)
IT-00057	a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	2007	1.085
IT-00058	a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	2008	1.079
IT-00059	a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	2009	1.085
IT-00060	a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	2010	1.162
IT-00061	a.1	a.1.1	0,5 < P ≤ 1 MW	Motor	2011	1.200

**Gráfico 7. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada entre 0,5 y 1 MW**

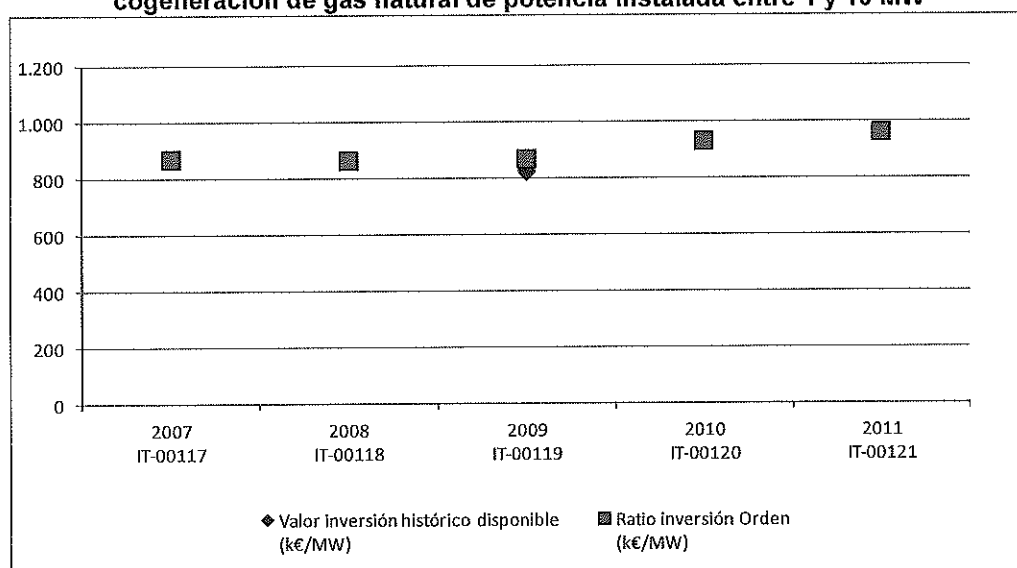


## Cogeneración Gas Natural entre 1 y 10 MW

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
a.1	a.1.1	1 < P ≤ 10 MW	Motor	2009	830	Informe CNE_24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio Inversión Orden (k€/MW)
IT-00117	a.1	a.1.1	1 < P ≤ 10 MW	Motor	2007	874
IT-00118	a.1	a.1.1	1 < P ≤ 10 MW	Motor	2008	869
IT-00119	a.1	a.1.1	1 < P ≤ 10 MW	Motor	2009	874
IT-00120	a.1	a.1.1	1 < P ≤ 10 MW	Motor	2010	936
IT-00121	a.1	a.1.1	1 < P ≤ 10 MW	Motor	2011	967

**Gráfico 8. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada entre 1 y 10 MW**

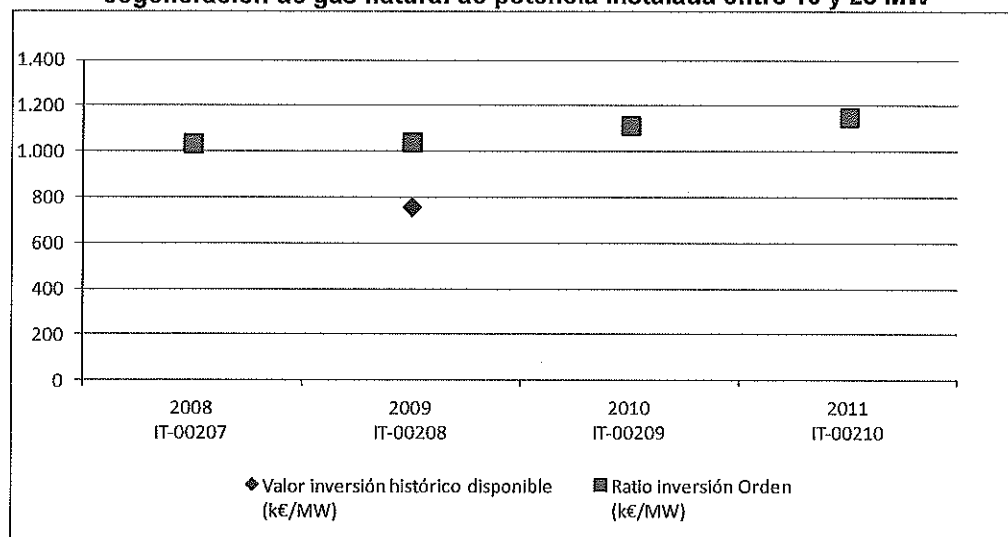


### Cogeneración Gas Natural entre 10 y 25 MW

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
a.1	a.1.1	10 < P ≤ 25 MW	Turbina	2009	761	Informe CNE_24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio Inversión Orden (k€/MW)
IT-00207	a.1	a.1.1	10 < P ≤ 25 MW	Turbina	2008	1.037
IT-00208	a.1	a.1.1	10 < P ≤ 25 MW	Turbina	2009	1.043
IT-00209	a.1	a.1.1	10 < P ≤ 25 MW	Turbina	2010	1.117
IT-00210	a.1	a.1.1	10 < P ≤ 25 MW	Turbina	2011	1.154

**Gráfico 9. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada entre 10 y 25 MW**



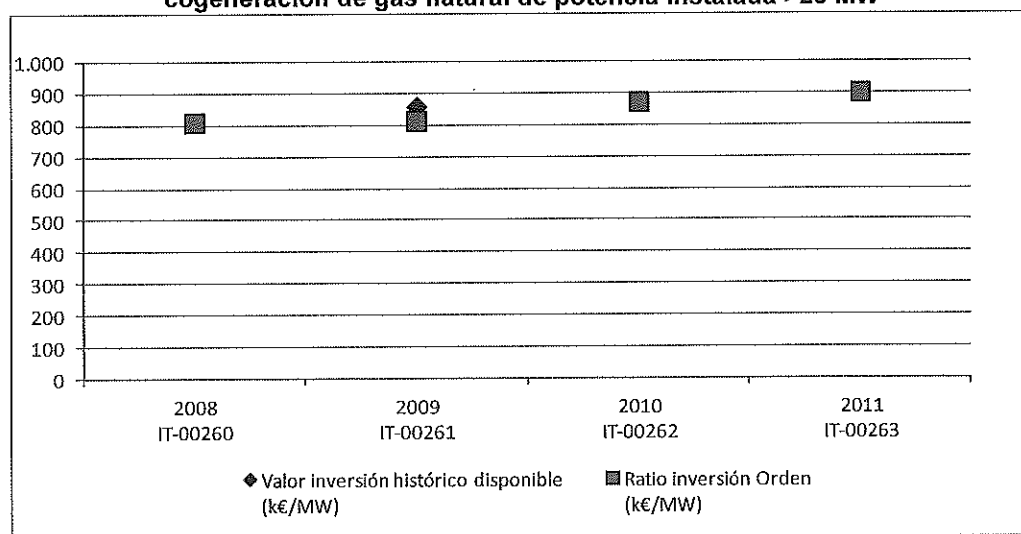


## Cogeneración Gas Natural > 25 MW

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
a.1	a.1.1	>25 MW	Turbina	2009	860	Informe CNE_24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio inversión Orden (k€/MW)
IT-00260	a.1	a.1.1	>25 MW	Turbina	2008	811
IT-00261	a.1	a.1.1	>25 MW	Turbina	2009	816
IT-00262	a.1	a.1.1	>25 MW	Turbina	2010	874
IT-00263	a.1	a.1.1	>25 MW	Turbina	2011	902

**Gráfico 10. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada >25 MW**



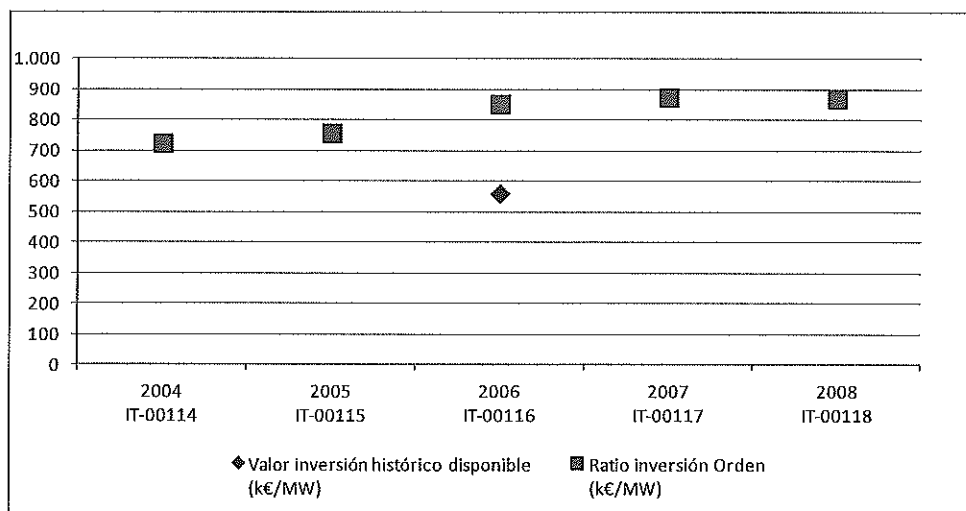
### Cogeneración Gas Natural $\leq 10$ MW

Cabe indicar que el valor del coste de inversión del que dispone esta Comisión para las instalaciones de cogeneración a.1.1 de potencia menor o igual a 10 MW y con fecha de puesta en marcha en el año 2006 está referido a plantas entre 1 y 10 MW de potencia instalada que utilizaban mayoritariamente tecnología de motor. En consecuencia, se ha optado por esta potencia y tecnología para efectuar la comparación con las correspondientes instalaciones tipo.

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
a.1	a.1.1	$\leq 10$ MW	motor	2006	560	Informe CNE_3_2007

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio Inversión Orden (k€/MW)
IT-00114	a.1	a.1.1	$1 < P \leq 10$ MW	motor	2004	723
IT-00115	a.1	a.1.1	$1 < P \leq 10$ MW	motor	2005	757
IT-00116	a.1	a.1.1	$1 < P \leq 10$ MW	motor	2006	853
IT-00117	a.1	a.1.1	$1 < P \leq 10$ MW	motor	2007	874
IT-00118	a.1	a.1.1	$1 < P \leq 10$ MW	motor	2008	869

**Gráfico 11. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación de cogeneración de gas natural de potencia instalada  $\leq 10$  MW**



### Solar Fotovoltaica

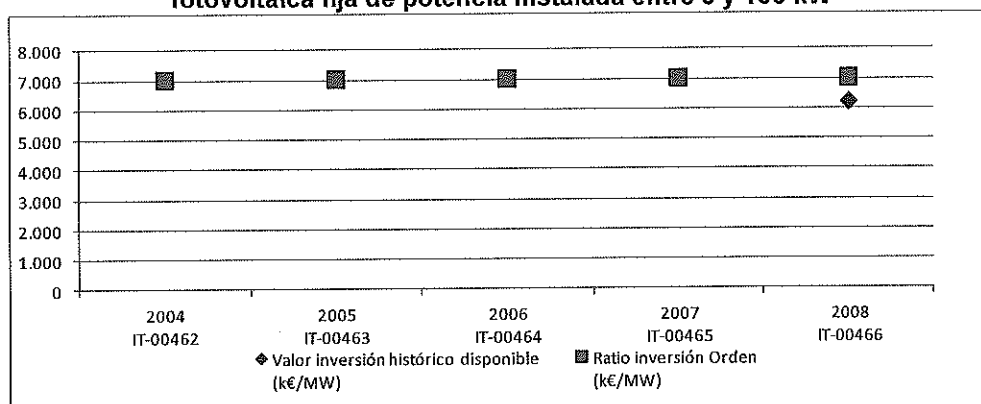
Los valores del coste de inversión de que dispone esta Comisión para esta tecnología están referidos a instalaciones fijas y con seguimiento en suelo de potencia menor o igual a 100 kW, que no forman parte de una agrupación y acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Estos valores se corresponden con los que recogidos en el Informe 30/2008, de la CNE, de 29 de julio de 2008. En relación con las instalaciones de seguimiento, cabe destacar que el antedicho informe no distingue entre plantas con tecnología de seguimiento a uno o dos ejes. Con objeto de poder realizar el análisis comparativo de estas tecnologías, esta Comisión ha constatado que la población de la muestra que dio lugar a ese valor procedía en un 62% de instalaciones con seguimiento a 2 ejes y en un 38% a instalaciones con seguimiento a un eje. Es por ello, que en el estudio correspondiente se han tenido en cuenta ambas.

Considerando además que el rango de potencia más frecuente de estas plantas está comprendido entre 5 y 100 kW, se ha optado por elegir los códigos instalación tipo correspondientes a esta horquilla de potencia y a una u otra tecnología, según el caso, para efectuar el referido análisis.

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
b.1	b.1.1	≤ 100 kW	Fija	2008	6.261	Informe CNE_30_2008

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio Inversión Orden (k€/MW)
IT-00462	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	Fija	2004	7.066
IT-00463	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	Fija	2005	7.066
IT-00464	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	Fija	2006	7.066
IT-00465	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	Fija	2007	7.066
IT-00466	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	Fija	2008	7.066

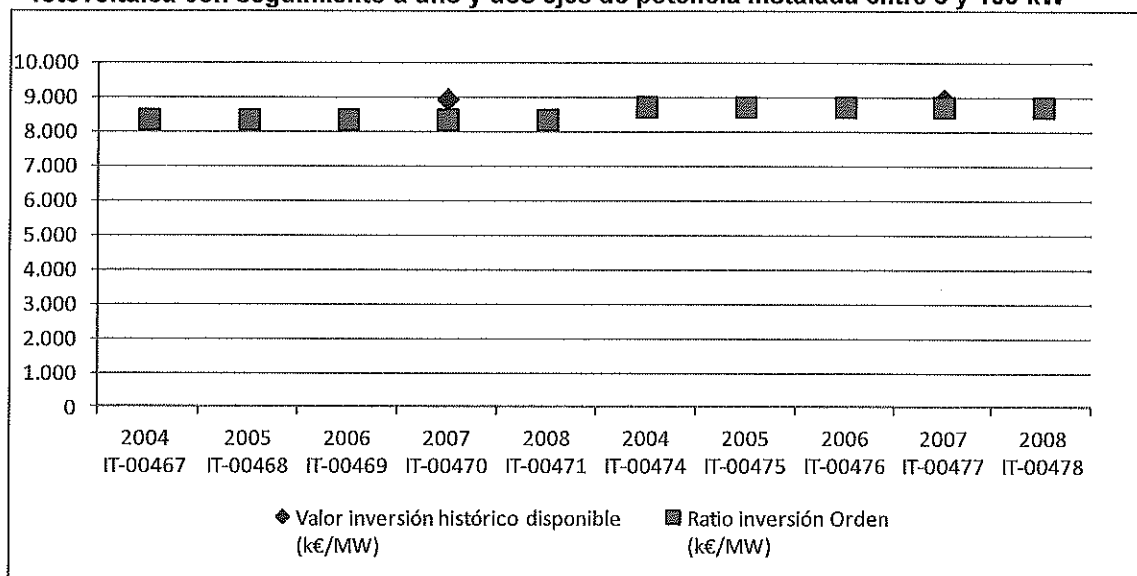
**Gráfico 12. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación fotovoltaica fija de potencia instalada entre 5 y 100 kW**



Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
b.1	b.1.1	<100 kW	Seguimiento	2008	8.973	Informe 30_2008

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio inversión Orden (k€/MW)
IT-00467	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S1E	2004	8.384
IT-00468	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S1E	2005	8.384
IT-00469	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S1E	2006	8.384
IT-00470	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S1E	2007	8.384
IT-00471	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S1E	2008	8.384
IT-00474	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S2E	2004	8.755
IT-00475	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S2E	2005	8.755
IT-00476	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S2E	2006	8.755
IT-00477	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S2E	2007	8.755
IT-00478	b.1	b.1.1	5 < P ≤ 100 kW	S2E	2008	8.755

**Gráfico 13. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación fotovoltaica con seguimiento a uno y dos ejes de potencia instalada entre 5 y 100 kW**



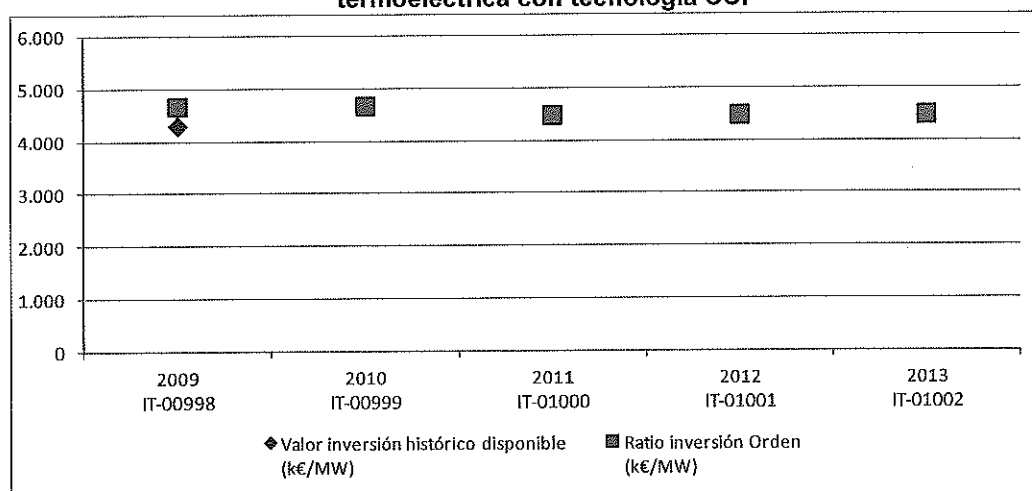
## Termoeléctrica

El valor del coste de inversión de que dispone esta Comisión para esta tecnología está referido a centrales con tecnología Concentrador Cilindro Parabólico sin almacenamiento (CCP), si bien debe tenerse en cuenta que el mismo se calculó en base a la información remitida, de acuerdo con lo dispuesto en la Circular 3/2005, de 13 de octubre, de la CNE, por una muestra que incluía únicamente dos instalaciones. Se hace notar que este valor no coincide estrictamente con el que figura en el informe 24/2010 de la CNE, de 24 de septiembre de 2010 (4.975 k€/MW), el cual se calculó a partir de una muestra que tenía en cuenta también el coste de instalaciones de tecnología torre.

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
b.1	b.1.2	50	CCP	2009	4.309	Informe 24 2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Tecnología	F. Puesta en Marcha	Ratio inversión Orden (k€/MW)
IT-00998	b.1	b.1.2	Cualquiera	CCP	2009	4.680
IT-00999	b.1	b.1.2	Cualquiera	CCP	2010	4.680
IT-01000	b.1	b.1.2	Cualquiera	CCP	2011	4.500
IT-01001	b.1	b.1.2	Cualquiera	CCP	2012	4.500
IT-01002	b.1	b.1.2	Cualquiera	CCP	2013	4.500

**Gráfico 14. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación termoeléctrica con tecnología CCP**



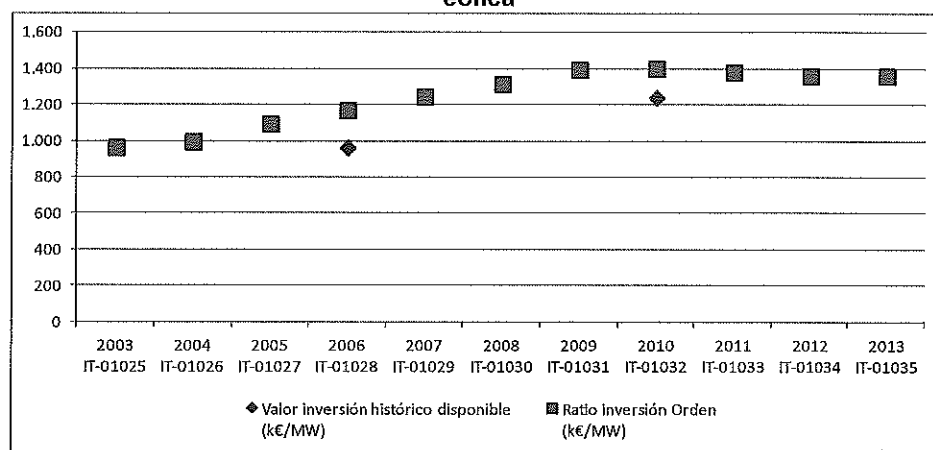
## Eólica

En relación con esta tecnología, y a instancias de algunas de las alegaciones recibidas, se indica que los valores del ratio de inversión que figuran en la Propuesta recogen los costes de adaptación para dar cumplimiento a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecidos en el el procedimiento de operación P.O. 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas», si bien esta particularidad no se especifica expresamente en la Memoria Justificativa y Económica.

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
b.2	b.2.1.	> 5	2006	968	Informe CNE_3_2007
b.2	b.2.1.	25	2010	1.245	Informe 33_2011

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Ratio Inversión Orden (k€/MW)
IT-01025	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2003	968
IT-01026	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2004	1.000
IT-01027	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2005	1.100
IT-01028	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2006	1.175
IT-01029	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2007	1.250
IT-01030	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2008	1.320
IT-01031	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2009	1.400
IT-01032	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2010	1.407
IT-01033	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2011	1.385
IT-01034	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2012	1.366
IT-01035	b.2	b.2.1.	Cualquiera	2013	1.366

**Gráfico 15. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación eólica**



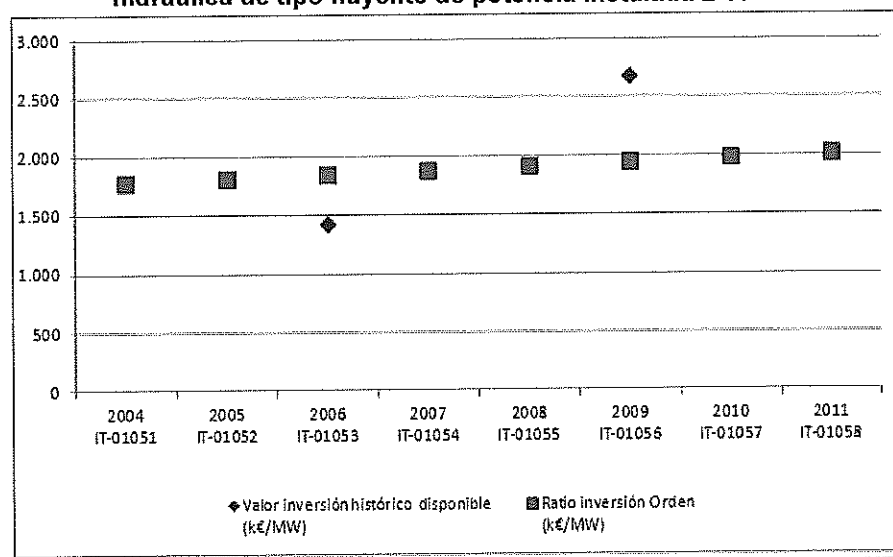
### Hidráulica $\leq 10$ MW

Los valores del coste de inversión de que dispone esta Comisión para estas plantas están referidos al subgrupo b.4.1 por lo que se ha optado por estas centrales para efectuar la comparación con las correspondientes instalaciones tipo.

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
b.4		$\leq 10$	2006	1.425	Informe CNE_3_2007
b.4		$\leq 10$	2009	2.678	Informe CNE 24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Ratio Inversión Orden (k€/MW)
IT-01051	b.4	b.4.1	$\leq 10$	2004	1.781
IT-01052	b.4	b.4.1	$\leq 10$	2005	1.813
IT-01053	b.4	b.4.1	$\leq 10$	2006	1.846
IT-01054	b.4	b.4.1	$\leq 10$	2007	1.879
IT-01055	b.4	b.4.1	$\leq 10$	2008	1.913
IT-01056	b.4	b.4.1	$\leq 10$	2009	1.947
IT-01057	b.4	b.4.1	$\leq 10$	2010	1.982
IT-01058	b.4	b.4.1	$\leq 10$	2011	2.018

**Gráfico 16. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación hidráulica de tipo fluente de potencia instalada  $\leq 10$  MW**

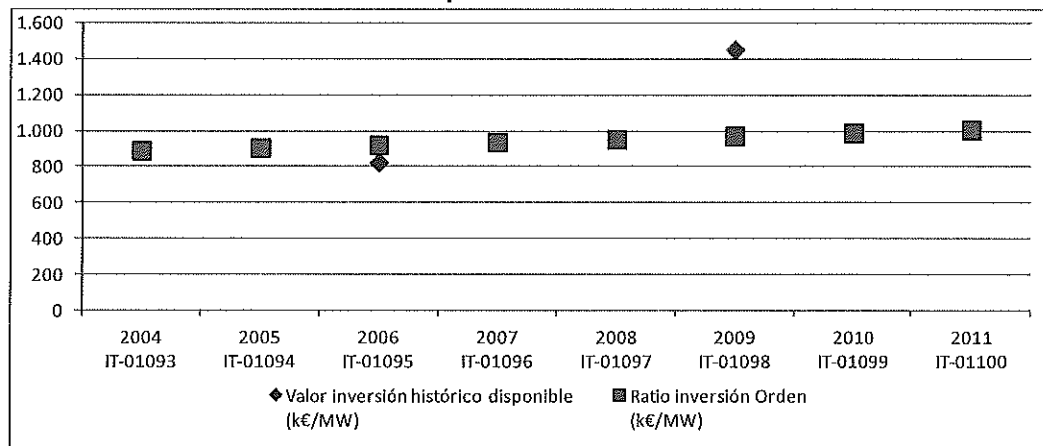


### Hidráulica >10 MW

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
b.5		>10	2006	826	Informe_CNE_3_2007
b.5		> 10	2009	1.455	Informe CNE_24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Ratio inversión Orden (k€/MW)
IT-01093	b.5		>10	2004	891
IT-01094	b.5		>10	2005	907
IT-01095	b.5		>10	2006	923
IT-01096	b.5		>10	2007	939
IT-01097	b.5		>10	2008	956
IT-01098	b.5		>10	2009	974
IT-01099	b.5		>10	2010	991
IT-01100	b.5		>10	2011	1.009

**Gráfico 17: Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación hidráulica de potencia instalada > 10 MW**





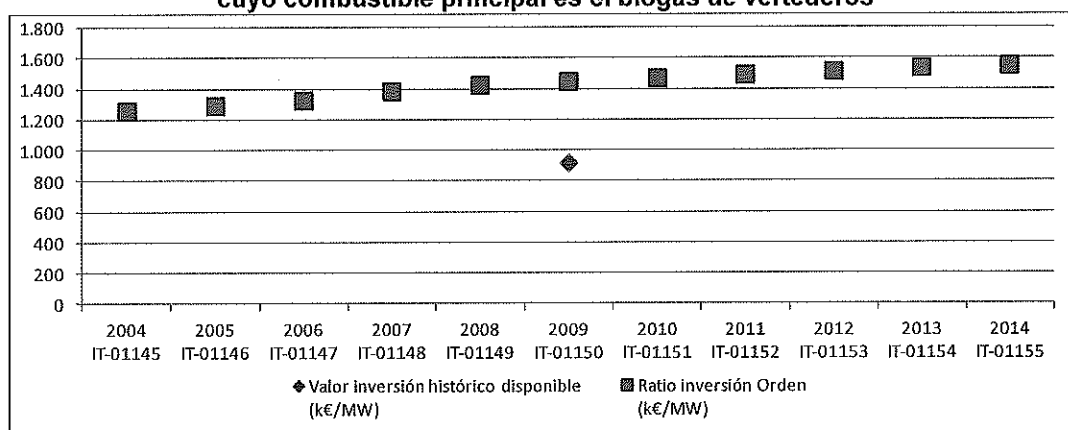
## Biogás

Se hace notar que el valor del coste de inversión de que dispone esta Comisión para las instalaciones pertenecientes al subgrupo b.7.1 se calculó en base a la información remitida, de acuerdo con lo dispuesto en la Circular 3/2005, de 13 de octubre, de la CNE, por una muestra que incluía una única instalación.

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
b.7	b.7.1		2009	920	Informe CNE_24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Ratio inversion Orden (k€/MW)
IT-01145	b.7	b.7.1		2004	1.260
IT-01146	b.7	b.7.1		2005	1.293
IT-01147	b.7	b.7.1		2006	1.329
IT-01148	b.7	b.7.1		2007	1.388
IT-01149	b.7	b.7.1		2008	1.428
IT-01150	b.7	b.7.1		2009	1.450
IT-01151	b.7	b.7.1		2010	1.472
IT-01152	b.7	b.7.1		2011	1.494
IT-01153	b.7	b.7.1		2012	1.516
IT-01154	b.7	b.7.1		2013	1.539
IT-01155	b.7	b.7.1		2014	1.554

**Gráfico 18. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación cuyo combustible principal es el biogás de vertederos**

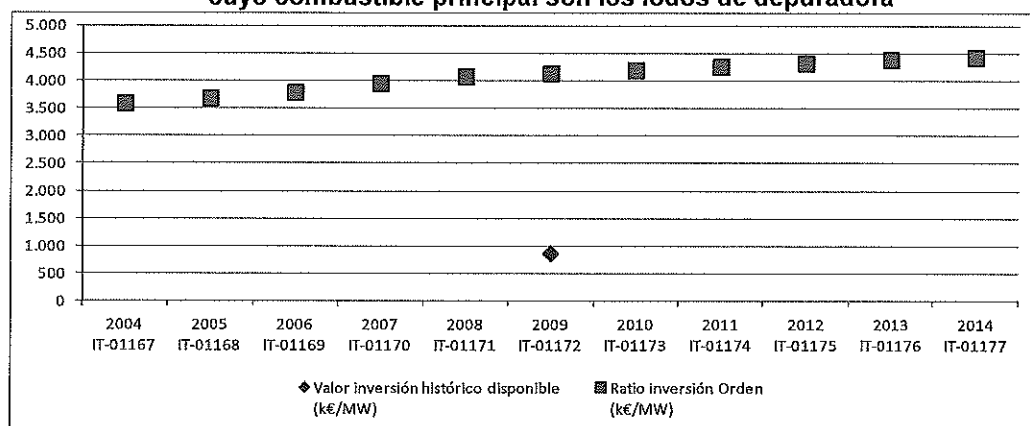


Se hace notar que el valor del coste de inversión de que dispone esta Comisión para las instalaciones pertenecientes al subgrupo b.7.2 se corresponde con una instalación de lodos de depuradora, cuyo coste se compone mayoritariamente por el coste del grupo generador, lo que explicaría la gran diferencia con los valores que reconoce la Propuesta al resto de tecnologías incluidas en el citado subgrupo tales como: biogás de residuos agrícolas y ganaderos, residuos sólidos urbanos, etc.

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Valor inversión histórico disponible (k€/MW)	Informe
b.7	b.7.2		2009	875	Informe CNE_24_2010

Código IT	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha	Ratio inversión Orden (k€/MW)
IT-01167	b.7	b.7.2		2004	3.603
IT-01168	b.7	b.7.2		2005	3.697
IT-01169	b.7	b.7.2		2006	3.800
IT-01170	b.7	b.7.2		2007	3.967
IT-01171	b.7	b.7.2		2008	4.084
IT-01172	b.7	b.7.2		2009	4.146
IT-01173	b.7	b.7.2		2010	4.208
IT-01174	b.7	b.7.2		2011	4.271
IT-01175	b.7	b.7.2		2012	4.335
IT-01176	b.7	b.7.2		2013	4.400
IT-01177	b.7	b.7.2		2014	4.444

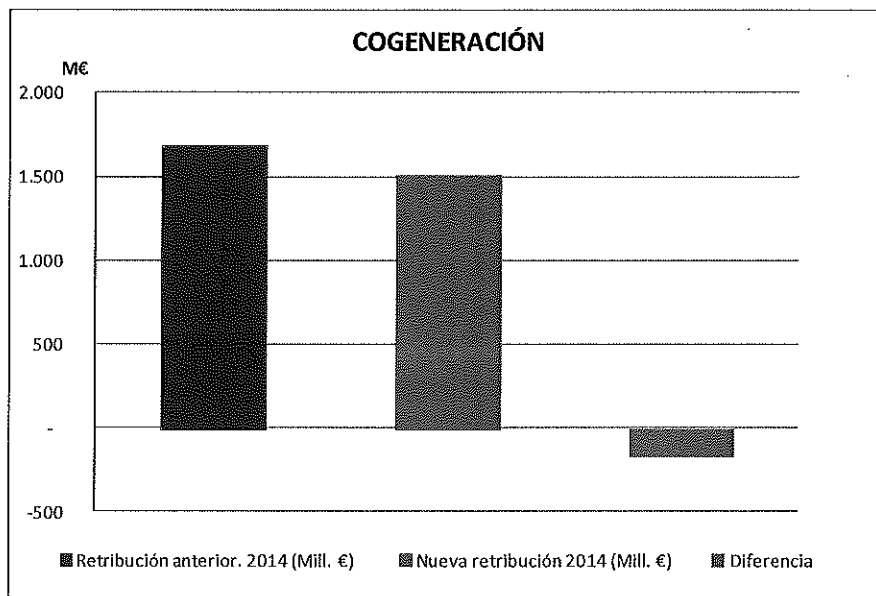
**Gráfico 19. Análisis comparativo de los costes inversión (k€/MW) para una instalación cuyo combustible principal son los lodos de depuradora**



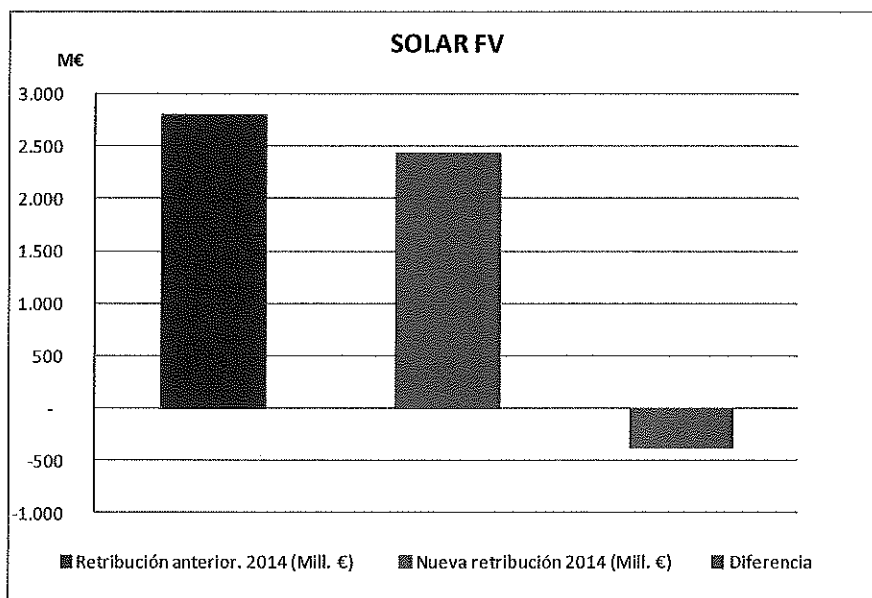
**ANEXO II.1 Análisis comparativo entre el sistema retributivo anterior y el nuevo régimen retributivo específico para el año 2014 por tecnologías**



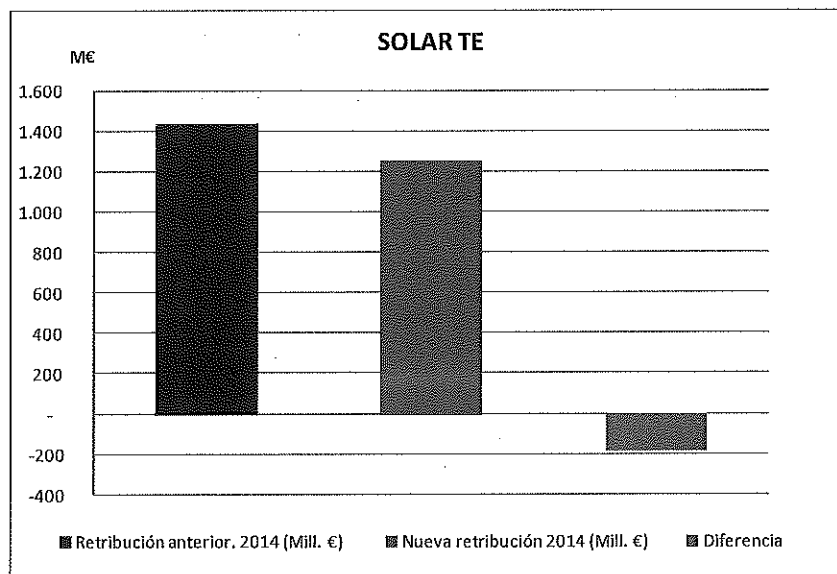
**Gráfico 20. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Cogeneración**



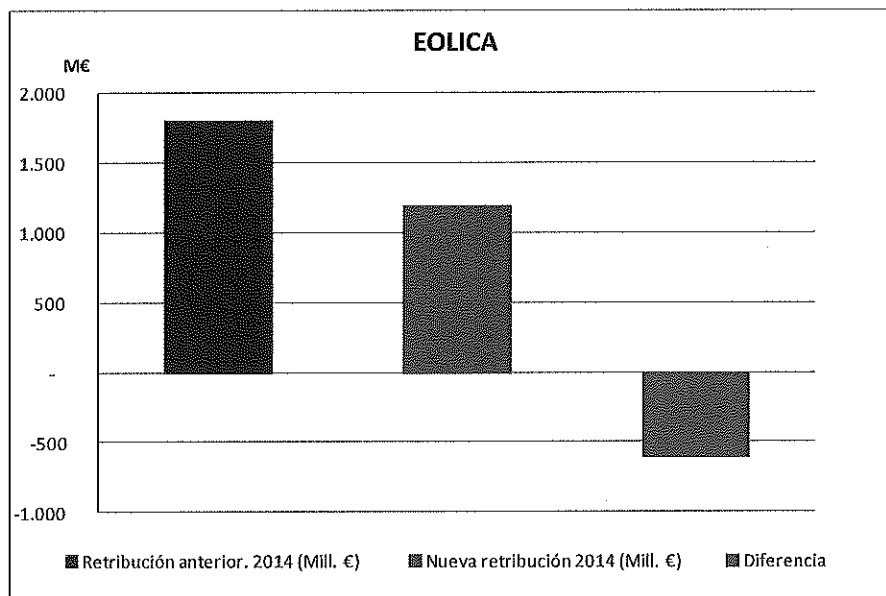
**Gráfico 21. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Solar PV**



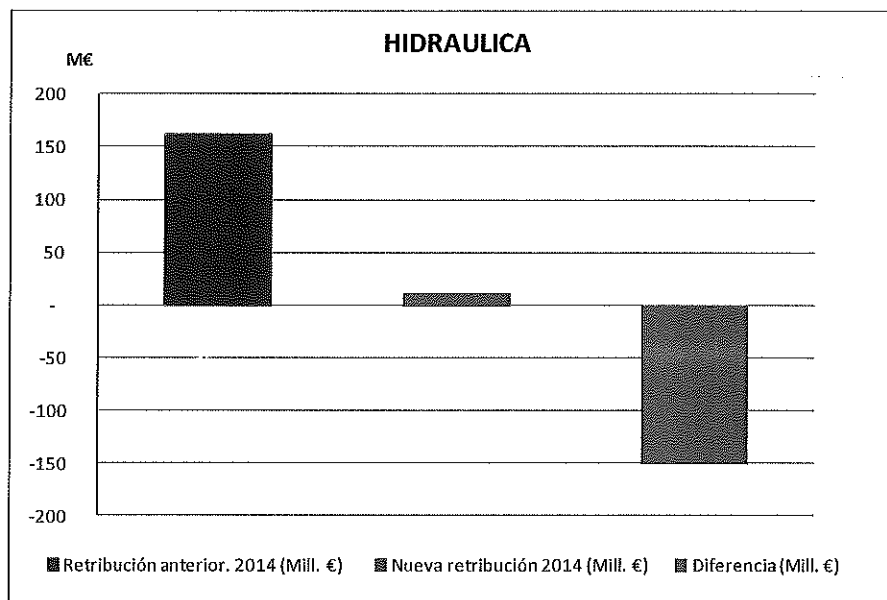
**Gráfico 22. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Solar TE**



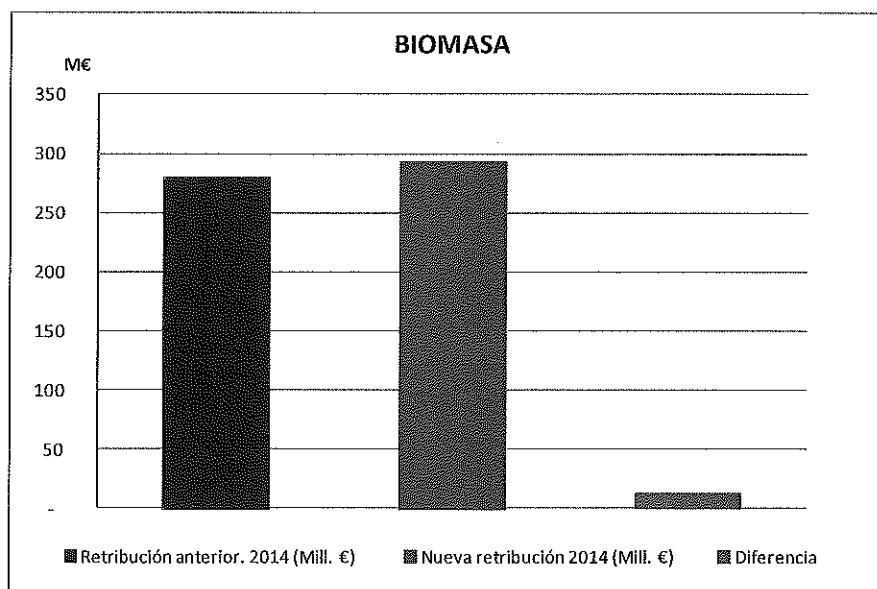
**Gráfico 23. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Eólica**



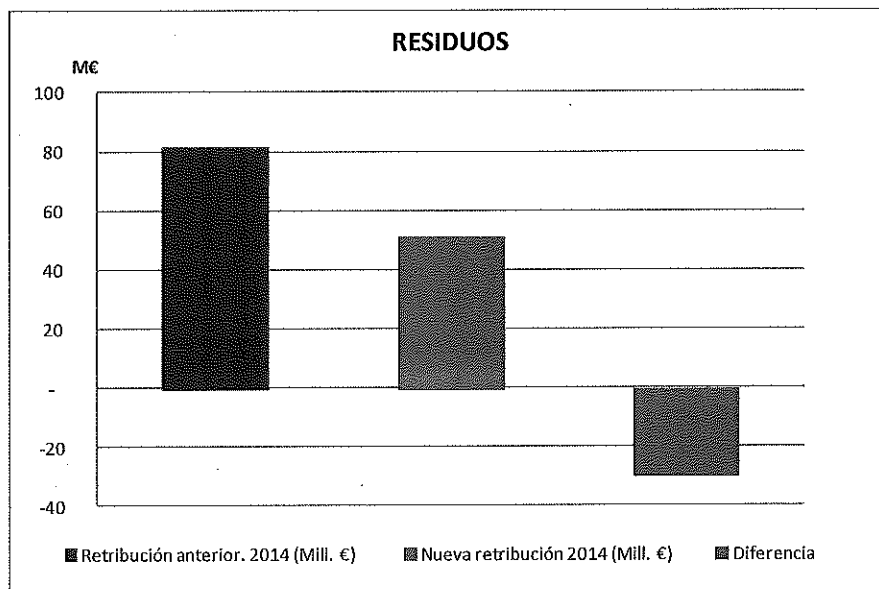
**Gráfico 24. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Hidráulica**



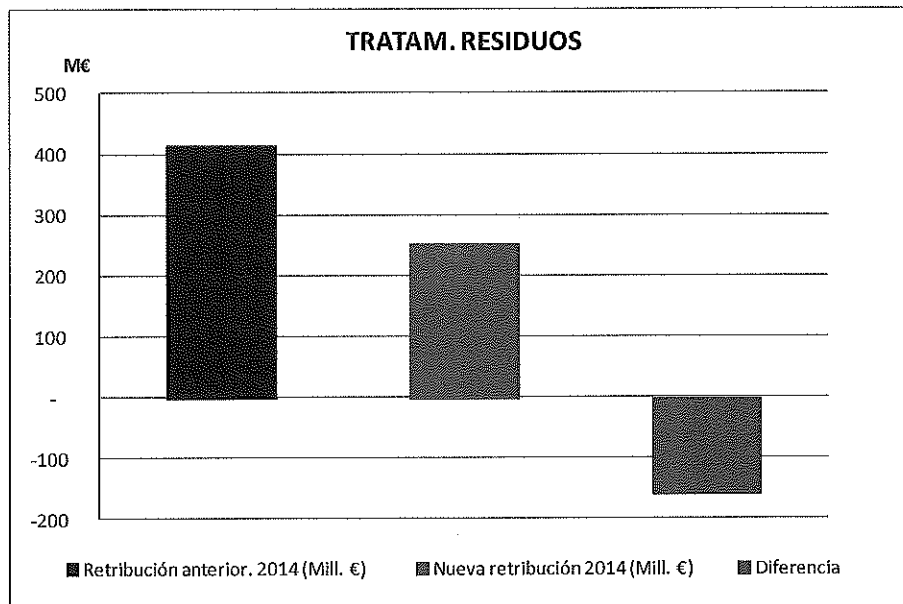
**Gráfico 25. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Biomasa**



**Gráfico 26. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Residuos**



**Gráfico 27. Análisis comparativo entre la estimación según el anterior esquema y el nuevo sistema retributivo para el año 2014. Tratamiento de residuos**



**ANEXO II.2 Análisis comparativo entre el sistema retributivo anterior y el nuevo régimen retributivo específico para ejemplos de los códigos de instalaciones tipo**



A continuación se muestra la comparativa, para determinados ejemplos de instalaciones, entre el anterior y el nuevo sistema retributivo según los ingresos regulados que percibirían dichas instalaciones durante el año 2014, bajo las hipótesis consideradas en el informe.

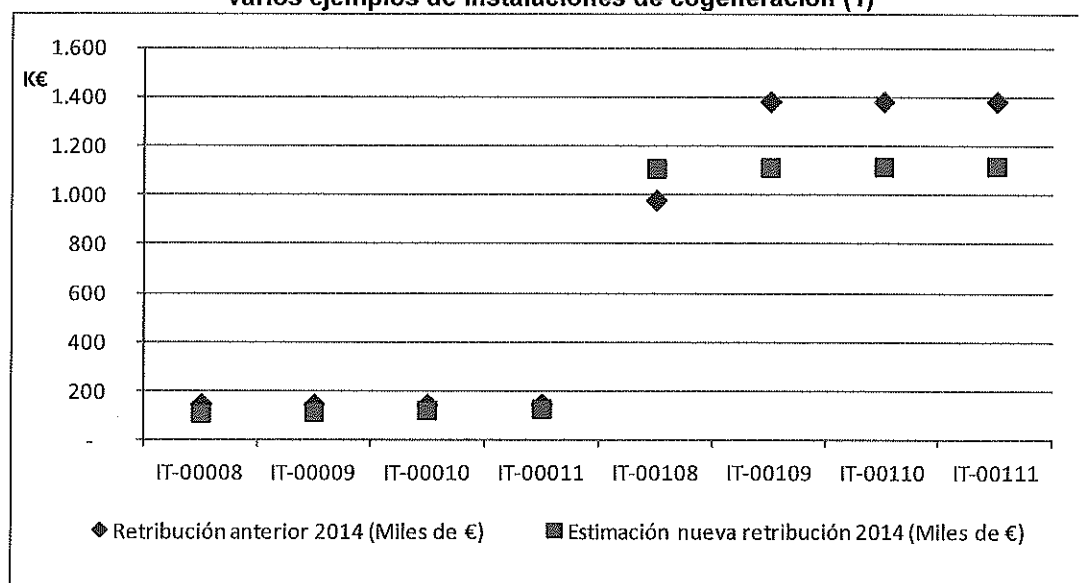
### Cogeneración

Esta tecnología cuenta con una gran pluralidad de Códigos de Instalaciones Tipo, motivado por el elevado número de subdivisiones en potencia, combustible, fecha de puesta en marcha y tecnología de motor /turbina. Por ello se han escogido las más representativas.

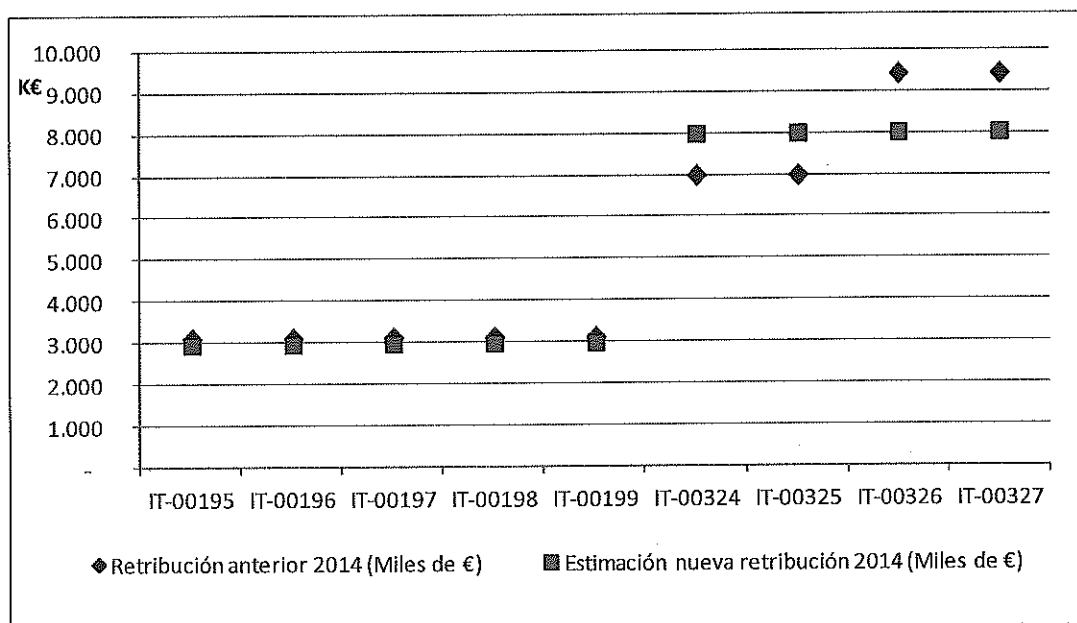
Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Tecnología/ Combustible	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-00008	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Motor	0,3	2009
IT-00009	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Motor	0,3	2010
IT-00010	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Motor	0,3	2011
IT-00011	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Motor	0,3	2012
IT-00108	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Motor	4	1998
IT-00109	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Motor	4	1999
IT-00110	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Motor	4	2000
IT-00111	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Motor	4	2001
IT-00195	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Turbina	12	1994
IT-00196	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Turbina	12	1995
IT-00197	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Turbina	12	1996
IT-00198	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Turbina	12	1997
IT-00199	Cogeneracion	a.1	a.1.1	Gas Natural /Turbina	12	1998
IT-00324	Cogeneracion	a.1	a.1.2.	Fuel	18	1997
IT-00325	Cogeneracion	a.1	a.1.2.	Fuel	18	1998
IT-00326	Cogeneracion	a.1	a.1.2.	Fuel	18	1999
IT-00327	Cogeneracion	a.1	a.1.2.	Fuel	18	2000

Resumen Cogeneración	Retribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)
IT-00008	147	111	-36	-24%
IT-00009	147	117	-30	-20%
IT-00010	147	123	-24	-16%
IT-00011	147	128	-19	-13%
IT-00108	981	1.111	129	13%
IT-00109	1.383	1.114	-269	-19%
IT-00110	1.383	1.118	-266	-19%
IT-00111	1.383	1.121	-262	-19%
IT-00195	3.126	2.959	-166	-5%
IT-00196	3.126	2.967	-159	-5%
IT-00197	3.129	2.978	-151	-5%
IT-00198	3.129	2.986	-143	-5%
IT-00199	3.129	2.994	-136	-4%
IT-00324	7.003	7.993	990	14%
IT-00325	7.003	8.006	1.003	14%
IT-00326	9.439	8.019	-1.420	-15%
IT-00327	9.439	8.032	-1.407	-15%

**Gráfico 28. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de cogeneración (1)**



**Gráfico 29. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de cogeneración (2)**



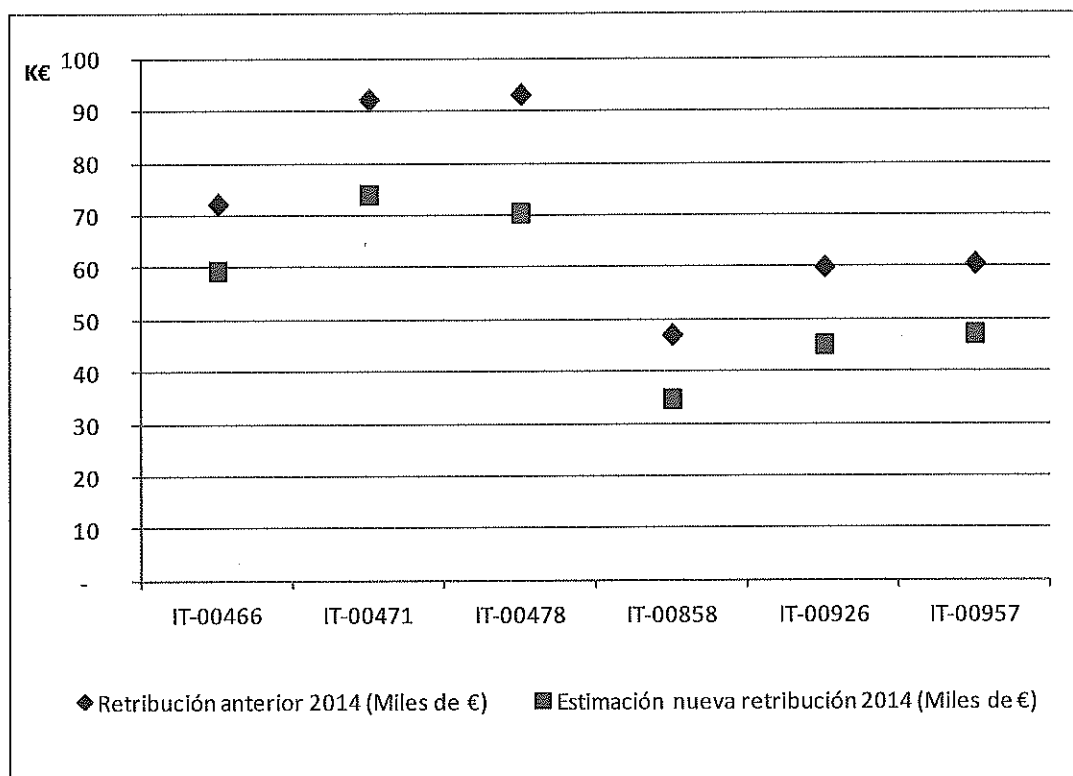
### Solar PV

Debido al elevado número de subclasificaciones de instalaciones tipo en esta tecnología se ha optado por separar las instalaciones solares fotovoltaicas que estaban acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo y las instalaciones acogidas al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

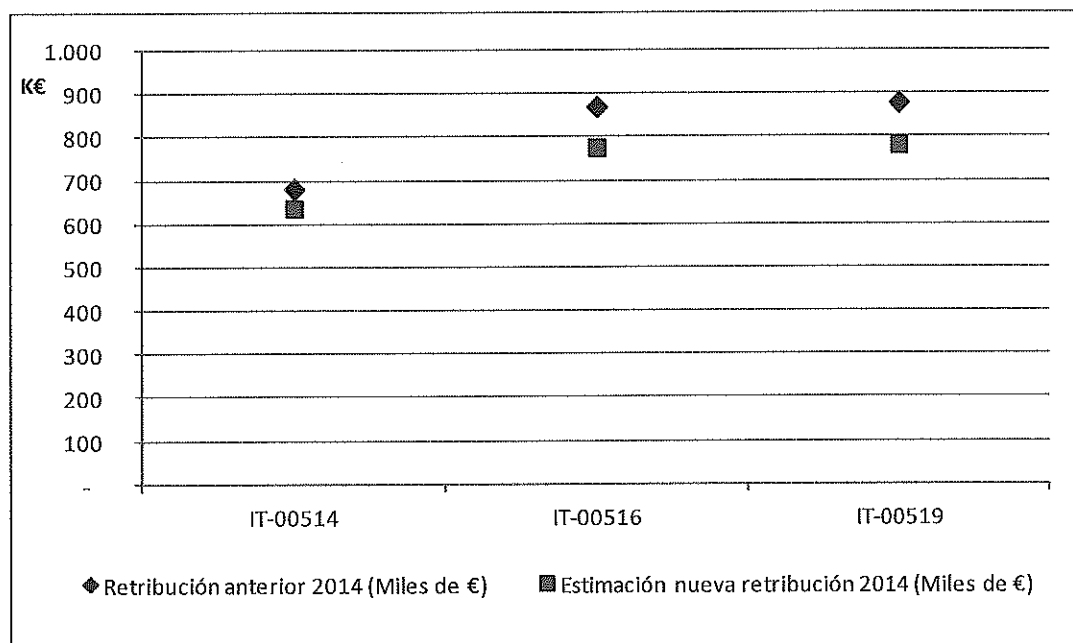
Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Tecnología/Combustible	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-00466	Solar PV	b.1	b.1.1.	FIJ	0,1	2008
IT-00471	Solar PV	b.1	b.1.1.	S1E	0,1	2008
IT-00478	Solar PV	b.1	b.1.1.	S2E	0,1	2008
IT-00858	Solar PV	b.1	b.1.1.	FIJ/Z4/1C2009	0,1	2009
IT-00926	Solar PV	b.1	b.1.1.	S1E/Z4/1C2009	0,1	2009
IT-00957	Solar PV	b.1	b.1.1.	S2E/Z4/1C2009	0,1	2009
IT-00514	Solar PV	b.1	b.1.1.	FIJ	1	2008
IT-00516	Solar PV	b.1	b.1.1.	S1E	1	2008
IT-00519	Solar PV	b.1	b.1.1.	S2E	1	2008
IT-00521	Solar PV	b.1	b.1.1.	FIJ	5	2008
IT-00523	Solar PV	b.1	b.1.1.	S1E	5	2008
IT-00525	Solar PV	b.1	b.1.1.	S2E	5	2008

Resumen Solar PV	Retribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)
IT-00466	72	60	-13	-18%
IT-00471	92	74	-18	-20%
IT-00478	93	71	-23	-24%
IT-00858	47	35	-12	-26%
IT-00926	60	45	-15	-25%
IT-00957	61	47	-13	-22%
IT-00514	682	637	-45	-7%
IT-00516	869	776	-94	-11%
IT-00519	878	782	-96	-11%
IT-00521	3.408	2.935	-473	-14%
IT-00523	4.347	3.374	-973	-22%
IT-00525	4.392	3.861	-531	-12%

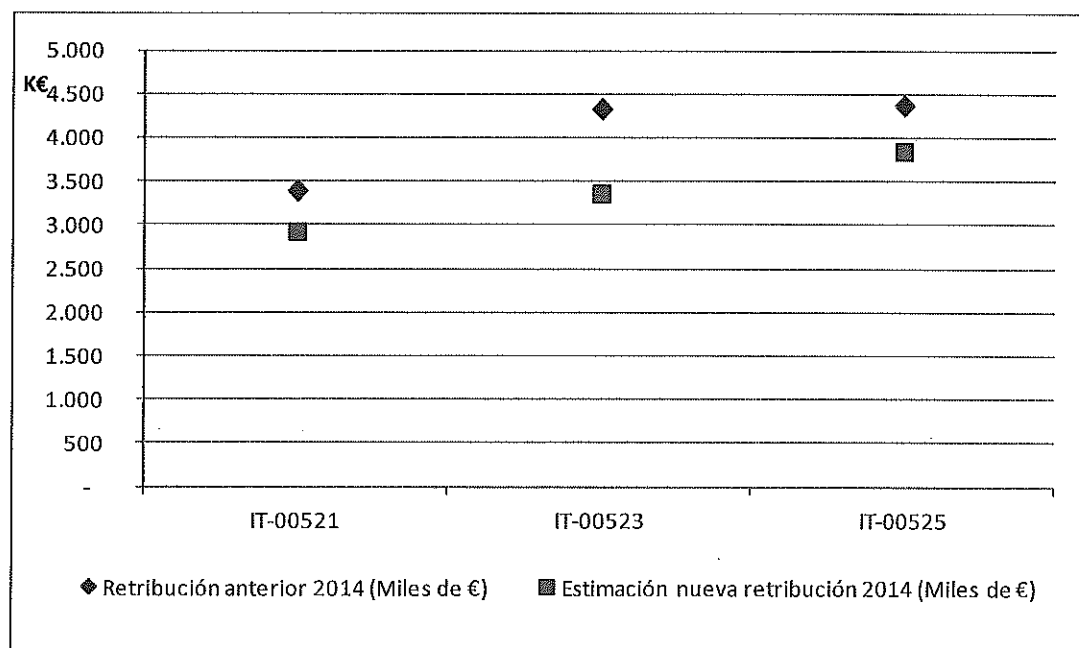
**Gráfico 30. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares fotovoltaicas (1)**



**Gráfico 31. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares fotovoltaicas (2)**



**Gráfico 32. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares fotovoltaicas (3)**



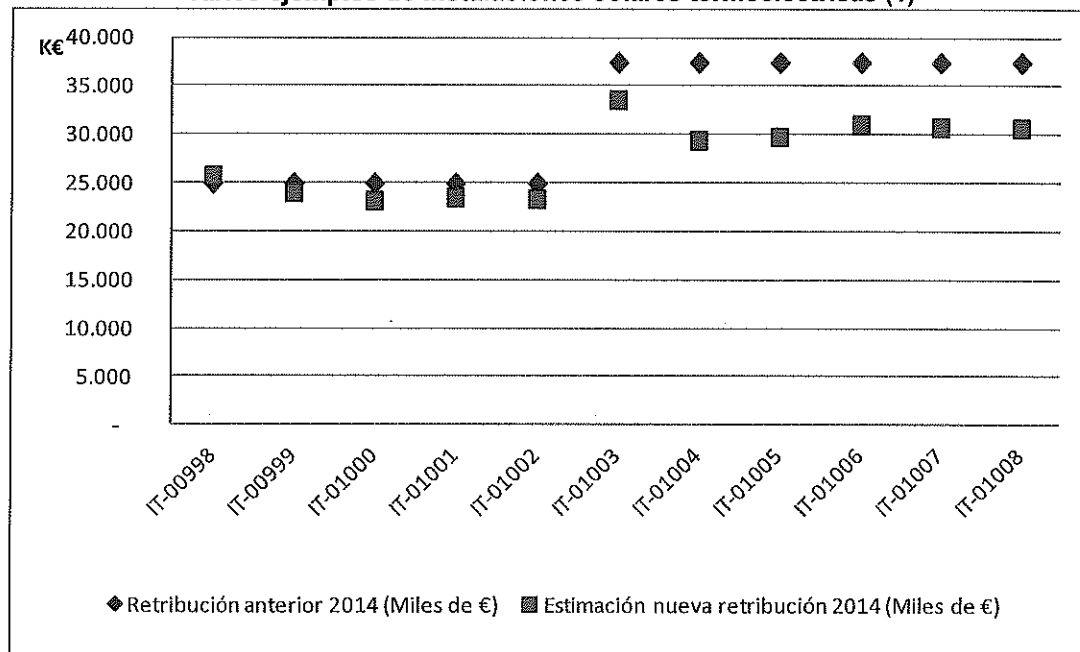
### Solar termoeléctrica

En esta tecnología, dado el reducido número de códigos de IT's, se ha optado por analizar todos y cada uno de ellos, con la única excepción del código referido a instalaciones con año de autorización de explotación de 2015, por los motivos indicados al comienzo de este epígrafe.

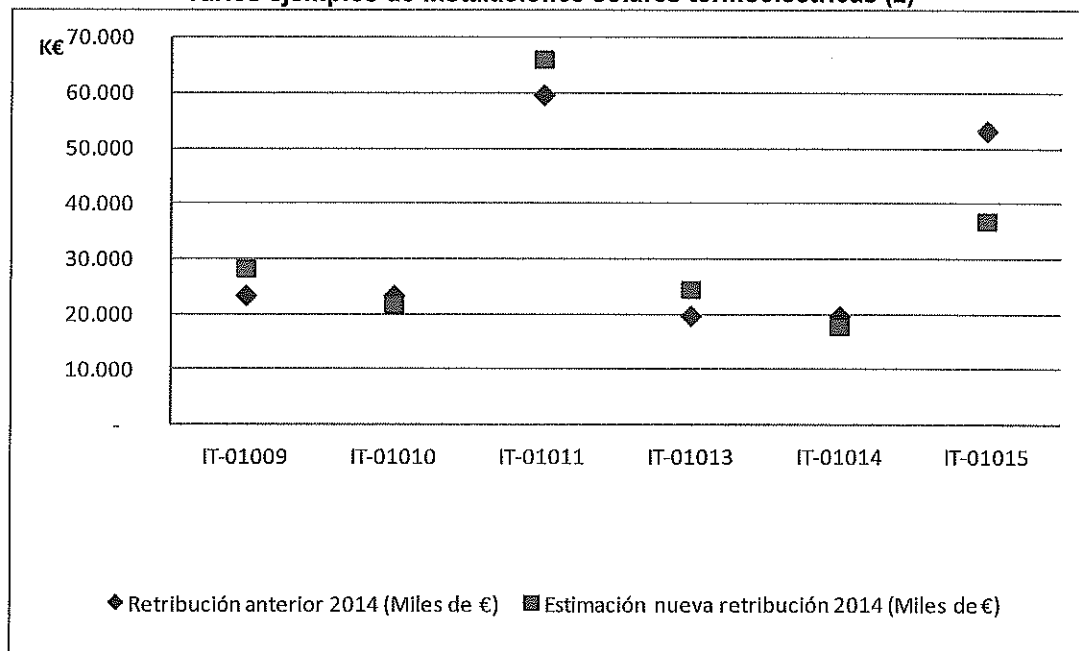
Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Tecnología/ Combustible	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-00998	Solar TE	b.1	b.1.2.	CCP	49	2009
IT-00999	Solar TE	b.1	b.1.2.	CCP	49	2010
IT-01000	Solar TE	b.1	b.1.2.	CCP	49	2011
IT-01001	Solar TE	b.1	b.1.2.	CCP	49	2012
IT-01002	Solar TE	b.1	b.1.2.	CCP	49	2013
IT-01003	Solar TE	b.1	b.1.2.	CPA	49	2008
IT-01004	Solar TE	b.1	b.1.2.	CPA	49	2009
IT-01005	Solar TE	b.1	b.1.2.	CPA	49	2010
IT-01006	Solar TE	b.1	b.1.2.	CPA	49	2011
IT-01007	Solar TE	b.1	b.1.2.	CPA	49	2012
IT-01008	Solar TE	b.1	b.1.2.	CPA	49	2013
IT-01009	Solar TE	b.1	b.1.2.	TOR	49	2006
IT-01010	Solar TE	b.1	b.1.2.	TOR	49	2009
IT-01011	Solar TE	b.1	b.1.2.	TOA	49	2011
IT-01013	Solar TE	b.1	b.1.2.	FRE	49	2009
IT-01014	Solar TE	b.1	b.1.2.	FRE	49	2012
IT-01015	Solar TE	b.1	b.1.2.	HIB	49	2012

Resumen Solar TE	Retribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)
IT-00998	24.916	25.765	850	3%
IT-00999	24.916	24.000	-915	-4%
IT-01000	24.916	23.173	-1.743	-7%
IT-01001	24.916	23.505	-1.410	-6%
IT-01002	24.916	23.341	-1.575	-6%
IT-01003	37.373	33.587	-3.786	-10%
IT-01004	37.373	29.413	-7.961	-21%
IT-01005	37.373	29.796	-7.577	-20%
IT-01006	37.373	31.072	-6.301	-17%
IT-01007	37.373	30.800	-6.573	-18%
IT-01008	37.373	30.713	-6.661	-18%
IT-01009	23.364	28.326	4.961	21%
IT-01010	23.364	21.791	-1.574	-7%
IT-01011	59.590	66.213	6.623	11%
IT-01013	19.725	24.543	4.818	24%
IT-01014	19.725	17.980	-1.745	-9%
IT-01015	53.202	36.980	-16.222	-30%

**Gráfico 33. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares termoeléctricas (1)**



**Gráfico 34. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones solares termoeléctricas (2)**






### Eólica

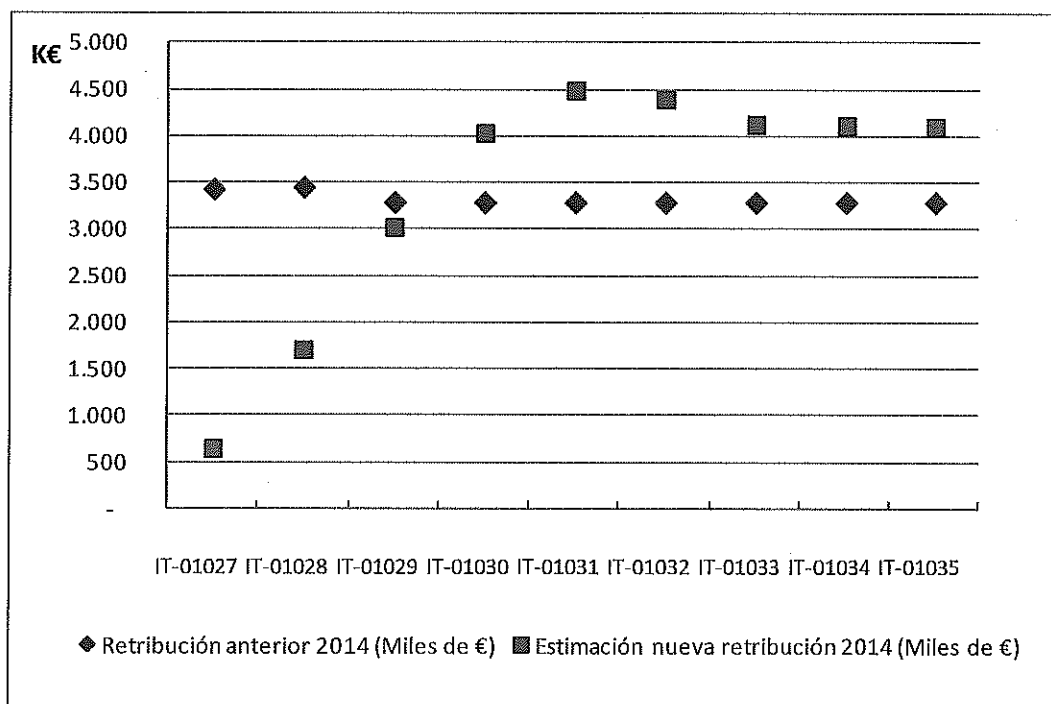
Los códigos de IT's para la energía eólica varían únicamente en función de su año de autorización de explotación. Por ello, se han tenido en cuenta todos y cada uno de los códigos que corresponden a instalaciones con derecho a régimen retributivo específico, es decir, los correspondientes a instalaciones con autorización a partir del año 2005.

Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-01027	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2005
IT-01028	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2006
IT-01029	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2007
IT-01030	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2008
IT-01031	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2009
IT-01032	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2010
IT-01033	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2011
IT-01034	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2012
IT-01035	Eólica	b.2	b.2.1.	40	2013



Resumen Eolica	Retribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)
IT-01027	3.437	650	-2.786	-81%
IT-01028	3.457	1.712	-1.745	-50%
IT-01029	3.295	3.027	-269	-8%
IT-01030	3.295	4.036	741	22%
IT-01031	3.295	4.496	1.201	36%
IT-01032	3.295	4.402	1.107	34%
IT-01033	3.295	4.132	837	25%
IT-01034	3.295	4.119	824	25%
IT-01035	3.295	4.108	812	25%

**Gráfico 35. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones eólicas**



### Hidráulica

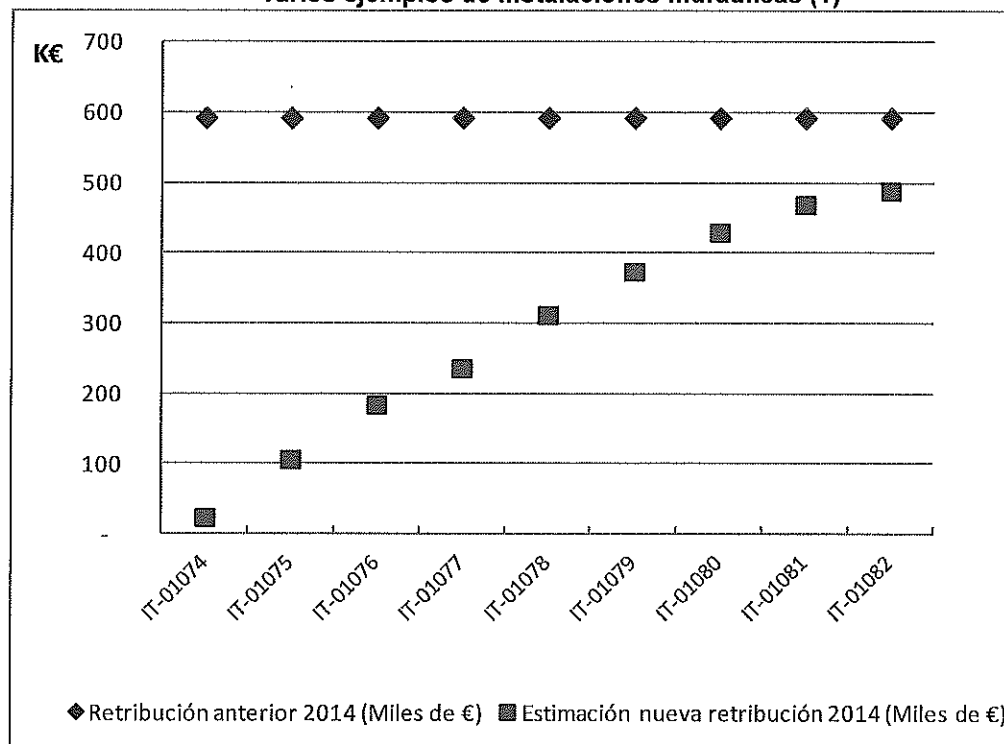
Para elegir los ejemplos del grupo b.4 se han tomado instalaciones que tuvieran su año de autorización de explotación igual o superior a 2003, ya que las anteriores carecen de retribución específica. Por otra parte se ha considerado el subgrupo b.4.2 (tipo pie de presa), debido a que, según la Disposición transitoria única de la Propuesta, es en este subgrupo donde se asignan las instalaciones del grupo b.4. que según los datos disponibles no han podido ser asociadas a un Código de Instalación Tipo.

Por otra parte, para representar al grupo b.5 se han elegido, de entre los códigos de instalaciones que tuvieran retribución específica, aquellos que se corresponden con años de autorización de explotación más habituales, esto es, los situados entre los años 2006 y 2009.

Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-01074	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2004
IT-01075	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2005
IT-01076	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2006
IT-01077	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2007
IT-01078	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2008
IT-01079	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2009
IT-01080	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2010
IT-01081	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2011
IT-01082	Hidraulica	b.4	b.4.2	5	2012
IT-01095	Hidraulica	b.5		20	2006
IT-01096	Hidraulica	b.5		20	2007
IT-01097	Hidraulica	b.5		20	2008
IT-01098	Hidraulica	b.5		20	2009

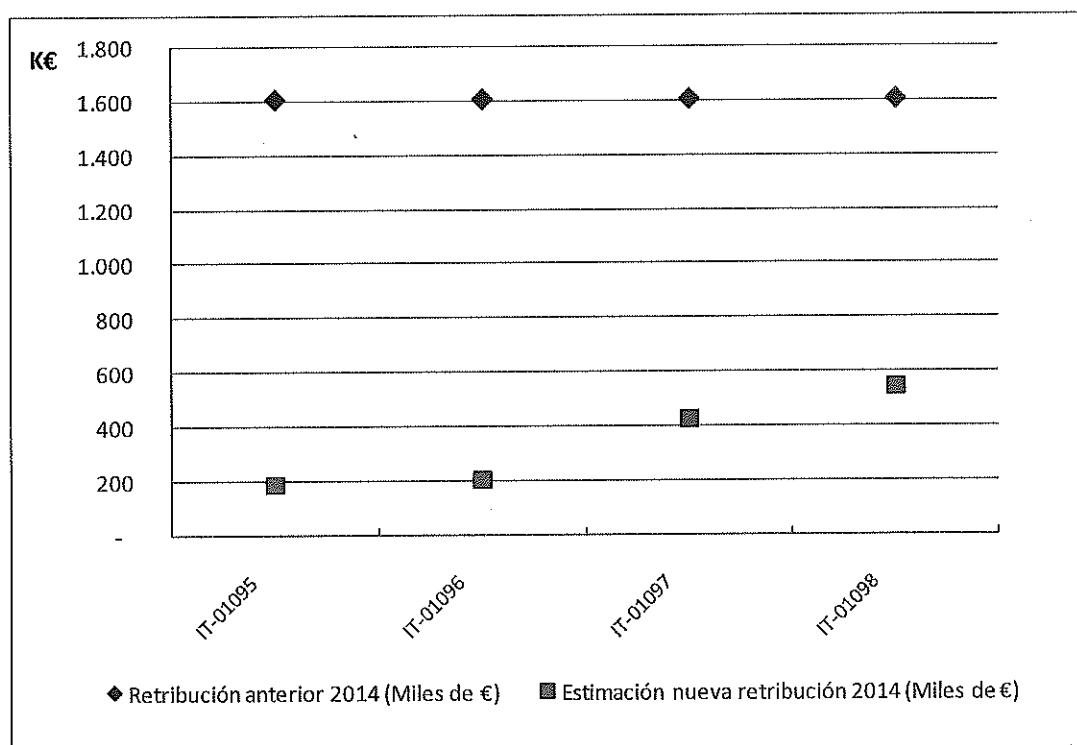
Resumen Hidraulica	Retribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)
IT-01074	593	24	-569	-96%
IT-01075	593	107	-486	-82%
IT-01076	593	184	-409	-69%
IT-01077	593	236	-357	-60%
IT-01078	593	313	-280	-47%
IT-01079	593	374	-219	-37%
IT-01080	593	430	-163	-27%
IT-01081	593	469	-124	-21%
IT-01082	593	489	-104	-18%
IT-01095	1.832	188	-1.643	-90%
IT-01096	1.832	205	-1.626	-89%
IT-01097	1.832	429	-1.403	-77%
IT-01098	1.832	549	-1.283	-70%

**Gráfico 36. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones hidráulicas (1)**



**Gráfico 37. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones hidráulicas (2)**

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*



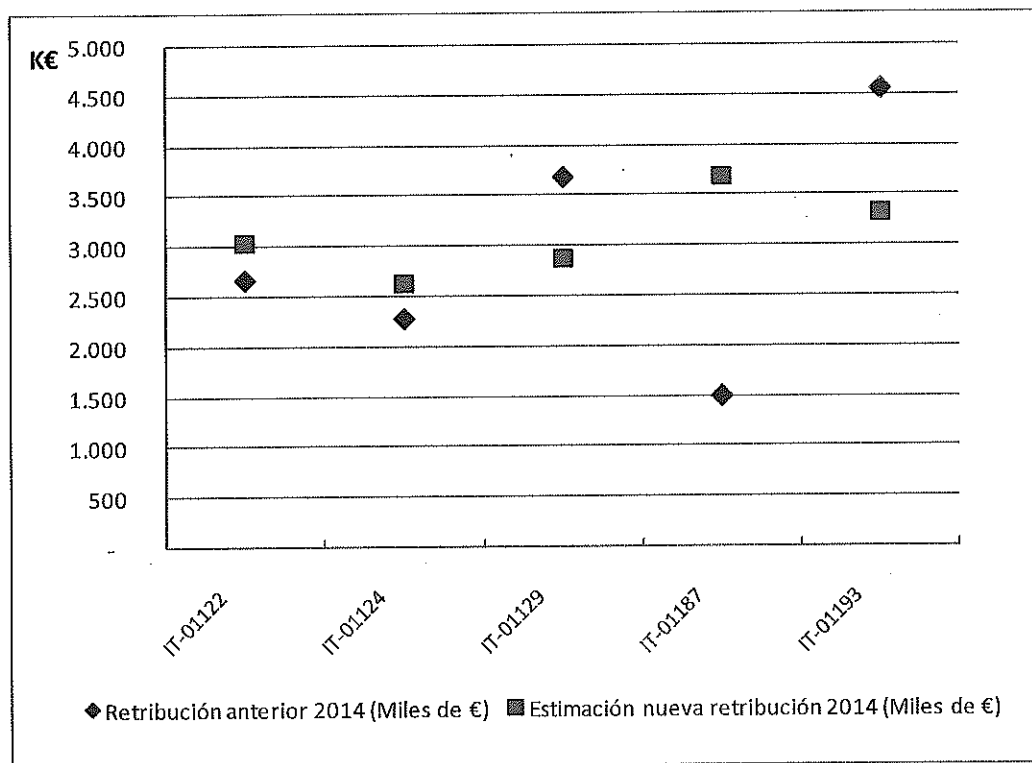
## Biomasa

Considerando la elevada dispersión de códigos para instalaciones de biomasa, y siguiendo criterios similares para seleccionar los códigos de otras tecnologías, se han escogido los grupos y subgrupos más habituales, correspondientes a años de autorización de instalaciones existentes y a las que les corresponde retribución específica.

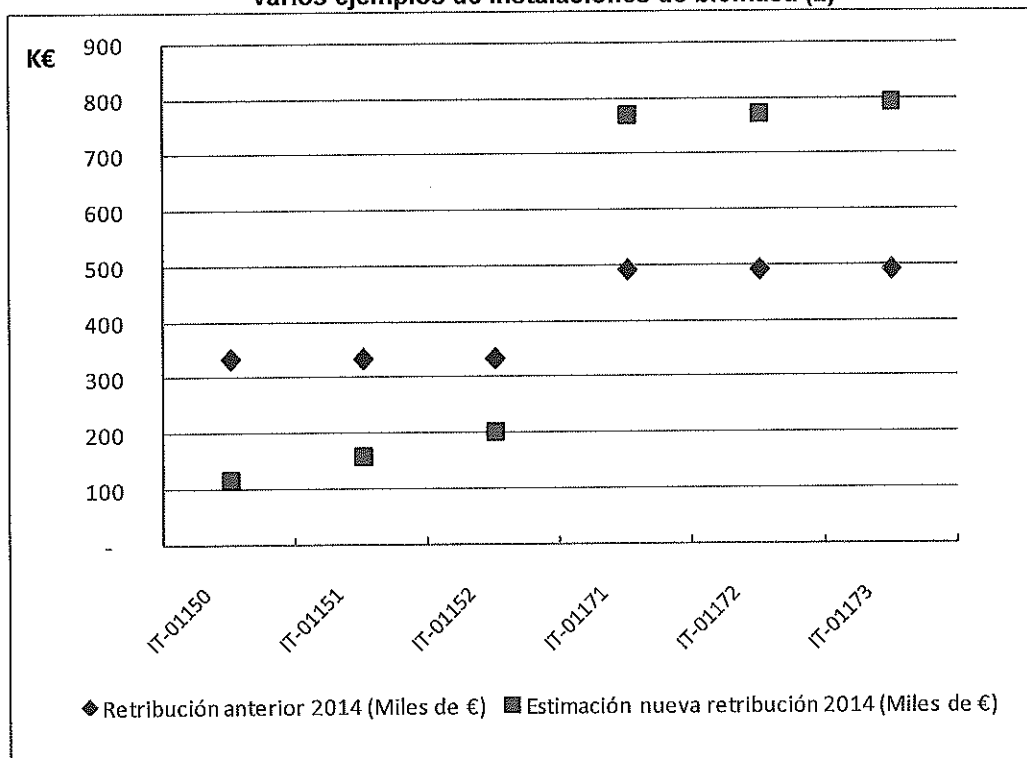
Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-01122	Biomasa	b.6	b.6.3	5	2003
IT-01124	Biomasa	b.6	b.6.2	5	2005
IT-01129	Biomasa	b.6	b.6.1	5	2010
IT-01187	Biomasa	b.8	b.8.2	10	2000
IT-01193	Biomasa	b.8	b.8.1	10	2006
IT-01150	Biomasa	b.7	b.7.1	2	2009
IT-01151	Biomasa	b.7	b.7.1	2	2010
IT-01152	Biomasa	b.7	b.7.1	2	2011
IT-01171	Biomasa	b.7	b.7.2	2	2008
IT-01172	Biomasa	b.7	b.7.2	2	2009
IT-01173	Biomasa	b.7	b.7.2	2	2010

Resumen Biomasa	Retrotribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)
IT-01122	2.730	3.042	312	11%
IT-01124	2.342	2.637	295	13%
IT-01129	3.750	2.883	-867	-23%
IT-01187	1.622	3.696	2.074	128%
IT-01193	4.685	3.336	-1.349	-29%
IT-01150	351	119	-232	-66%
IT-01151	351	161	-190	-54%
IT-01152	351	204	-147	-42%
IT-01171	510	773	264	52%
IT-01172	510	775	265	52%
IT-01173	510	796	286	56%

**Gráfico 38. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de biomasa (1)**



**Gráfico 39. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de biomasa (2)**



## Residuos

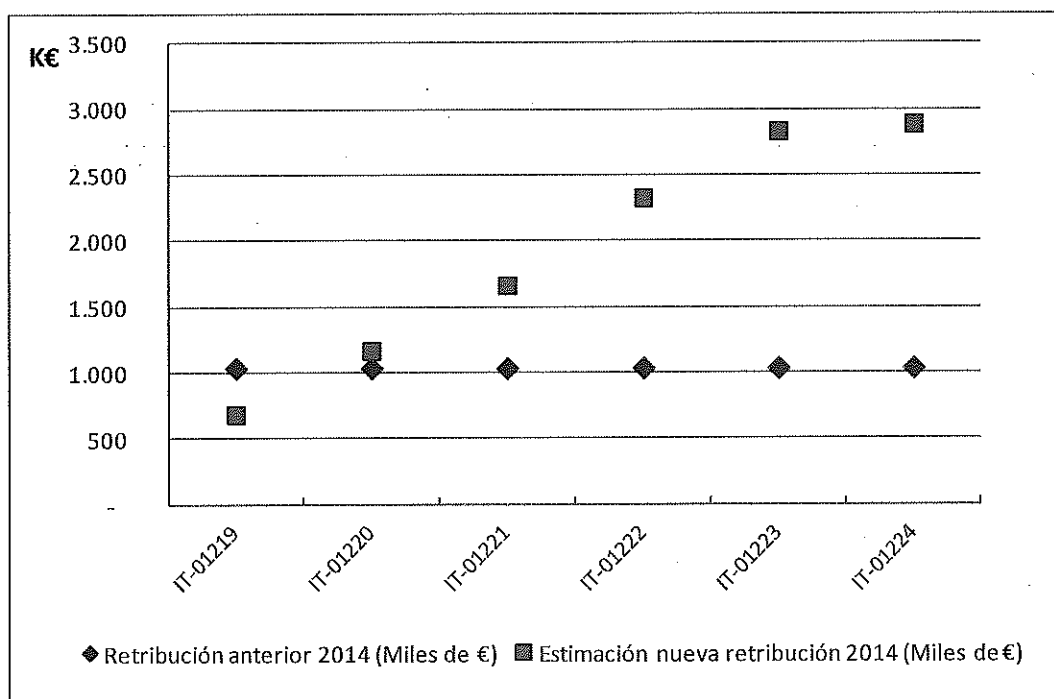
Dentro de esta categoría se han tomado ejemplo de los dos subgrupos más numerosos: c1 (residuos domésticos y similares) y c2 (otros residuos). Dentro de éstos, se han elegido los códigos referidos a los años de autorización más recientes, ya que a los más antiguos no les corresponde retribución específica.

Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-01219	Residuos	C	c.1	20	2008
IT-01220	Residuos	C	c.1	20	2009
IT-01221	Residuos	C	c.1	20	2010
IT-01222	Residuos	C	c.1	20	2011
IT-01223	Residuos	C	c.1	20	2012
IT-01224	Residuos	C	c.1	20	2013
IT-01244	Residuos	C	c.2	12	2008
IT-01245	Residuos	C	c.2	12	2009
IT-01246	Residuos	C	c.2	12	2010
IT-01247	Residuos	C	c.2	12	2011
IT-01248	Residuos	C	c.2	12	2012
IT-01249	Residuos	C	c.2	12	2013

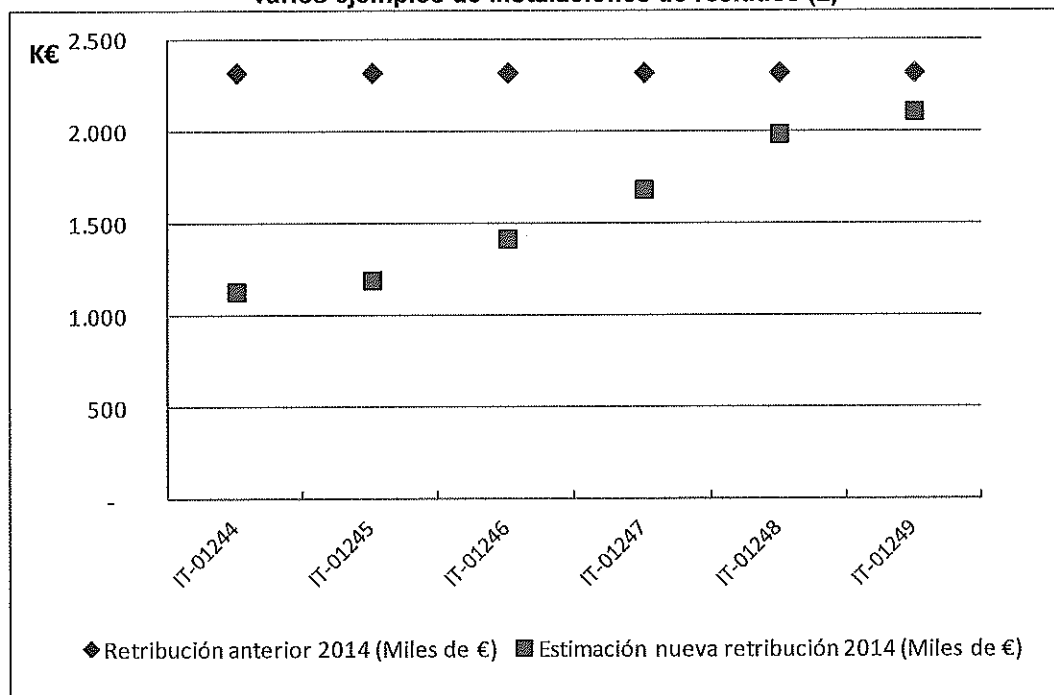
Resumen Residuos	Retrribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)
IT-01219	1.173	687	-486	-41%
IT-01220	1.173	1.171	-2	0%
IT-01221	1.173	1.666	493	42%
IT-01222	1.173	2.330	1.157	99%
IT-01223	1.173	2.837	1.664	142%
IT-01224	1.173	2.888	1.715	146%
IT-01244	2.407	1.136	-1.271	-53%
IT-01245	2.407	1.198	-1.209	-50%
IT-01246	2.407	1.424	-983	-41%
IT-01247	2.407	1.692	-715	-30%
IT-01248	2.407	1.993	-414	-17%
IT-01249	2.407	2.112	-295	-12%

**Gráfico 40. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de residuos (1)**





**Gráfico 41. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de residuos (2)**



### Tratamiento de residuos

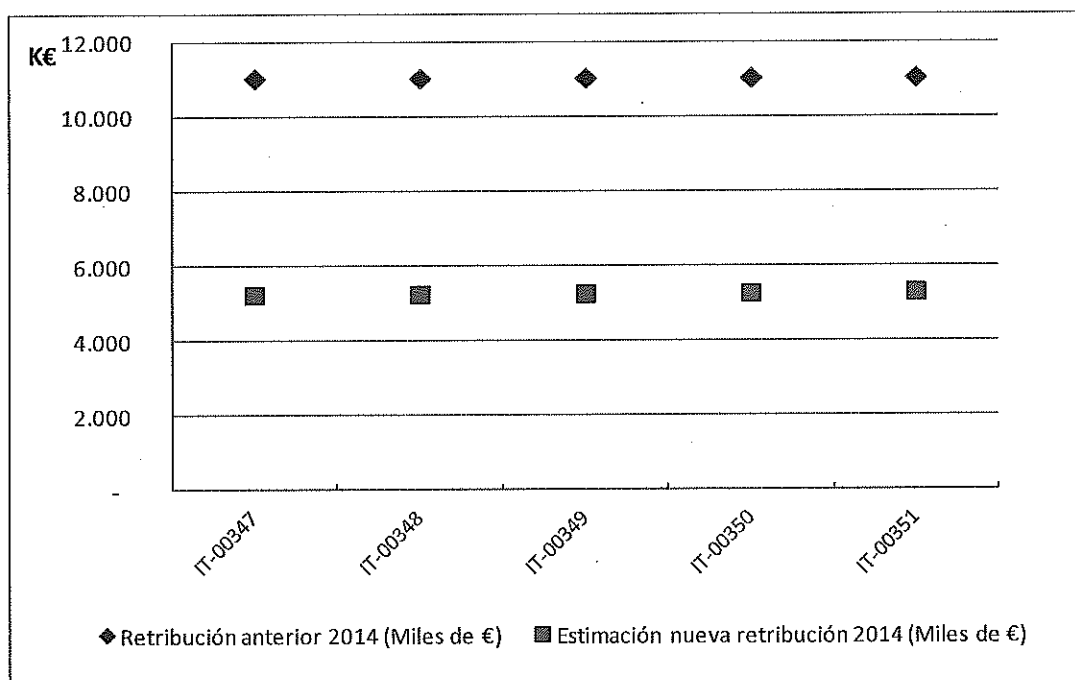
Estas instalaciones se corresponden con las acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Se han evaluado los códigos de instalaciones de purines de porcino y de lodos de aceite de oliva, atendiendo a los años de autorización más habituales de cada uno de estos subgrupos, y siempre y cuando les corresponda algún tipo de retribución específica.

Código de identificación	Tecnología	Grupo	Subgrupo	Tecnología/Combustible	Potencia (MW)	F. Puesta en Marcha
IT-00347	Trat. de residuos	DT2ª	Purines porc.	Gas Natural	15	2003
IT-00348	Trat. de residuos	DT2ª	Purines porc.	Gas Natural	15	2004
IT-00349	Trat. de residuos	DT2ª	Purines porc.	Gas Natural	15	2005
IT-00350	Trat. de residuos	DT2ª	Purines porc.	Gas Natural	15	2006
IT-00351	Trat. de residuos	DT2ª	Purines porc.	Gas Natural	15	2009
IT-00358	Trat. de residuos	DT2ª	Lodos aceite	Gas Natural	15	2005
IT-00359	Trat. de residuos	DT2ª	Lodos aceite	Gas Natural	15	2006
IT-00360	Trat. de residuos	DT2ª	Lodos aceite	Gas Natural	15	2007
IT-00361	Trat. de residuos	DT2ª	Lodos aceite	Gas Natural	15	2008
IT-00362	Trat. de residuos	DT2ª	Lodos aceite	Gas Natural	15	2009

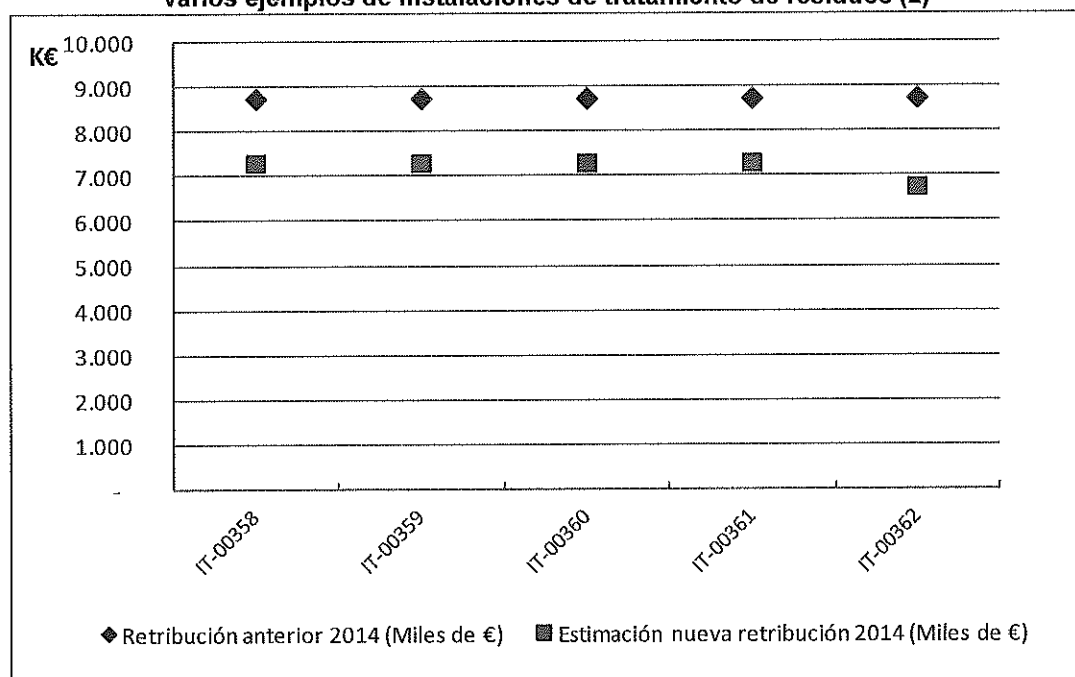
Resumen Tratamiento de residuos	Retribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)
IT-00347	11.212	5.266	-5.946	-53%
IT-00348	11.212	5.282	-5.930	-53%
IT-00349	11.214	5.296	-5.918	-53%
IT-00350	11.214	5.310	-5.903	-53%
IT-00351	11.218	5.341	-5.877	-52%
IT-00358	8.881	7.314	-1.567	-18%
IT-00359	8.881	7.313	-1.568	-18%
IT-00360	8.881	7.311	-1.570	-18%
IT-00361	8.883	7.308	-1.575	-18%
IT-00362	8.885	6.761	-2.124	-24%

**Gráfico 42. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de tratamiento de residuos (1)**

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*



**Gráfico 43. Análisis comparativo entre el anterior y el nuevo sistema retributivo para varios ejemplos de instalaciones de tratamiento de residuos (2)**



### **ANEXO III.1. Instalaciones no clasificadas**

**Instalaciones Hidráulicas:**

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007				
Grupo	Sub-grupo	Comb.	Pot.	Acogida a RD 436/2004
b.4.	-	-	-	NO
b.4.	-	-	-	SI
b.4.	-	-	-	SI
b.4.	-	-	-	SI
b.4.	-	-	-	SI
b.4.	-	-	-	SI
b.4.	-	-	-	SI
b.4.	-	-	-	SI
b.4.	-	-	-	SI

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Sub-grupo	Comb.	Potencia	Tecnología/Combustible	Año de autorización de explotación definitiva	Nº instalaciones
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	< 1988	94
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	< 1988	2
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	1988-1994	3
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	1995	1
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	1996	1
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	1999	1
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	2004	1
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	2005	4
b.4.		-	P ≤ 10 MW	-	2007	1
						<b>108</b>

**Instalaciones Eólicas:**

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007				
Grupo	Sub-grupo	Comb.	Pot.	Acogida a RD 436
b.2	b.2.1	-	-	NO
b.2	b.2.1	-	-	SI
b.2	b.2.1	-	-	SI
b.2	b.2.1	-	-	SI
b.2	b.2.1	-	-	SI
b.2	b.2.1	-	-	SI

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Subgrupo	Comb.	Pot.	Tecnología/Combustible	Año de autorización de explotación definitiva	Nº instalaciones
b.2	b.2.1	-	-		<1994	13
b.2	b.2.1	-	-		2003	1
b.2	b.2.1	-	-		2004	4
b.2	b.2.1	-	-		2005	3
b.2	b.2.1	-	-		2006	2
b.2	b.2.1	-	-		2007	1
						<b>24</b>

**Instalaciones Biomasa:**

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007				
Grupo	Sub-grupo	Com.	Pot.	Acogida a RD 436
b.7	b.7	-	-	SI
b.7	b.7.1	-	-	NO
b.7	b.7.1	-	-	NO
b.7	b.7.1	-	-	NO
b.7	b.7.1	-	-	NO
b.7	b.7.1	-	-	NO
b.7	b.7.2	-	-	NO

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Sub-grupo	Com.	Pot.	Tecnología/Combustible	Año de autorización de explotación definitiva	Nº instalaciones
b.7	-	-	-	-	2001	1
b.7	b.7.1	-	-	-	1992	1
b.7	b.7.1	-	-	-	1993	1
b.7	b.7.1	-	-	-	1995	2
b.7	b.7.1	-	-	-	1996	1
b.7	b.7.1	-	-	-	1997	1
b.7	b.7.2	-	-	-	1996	1
						<b>8</b>

**Instalaciones Residuos:**

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007				
Grupo	Sub-grupo	Comb.	Pot.	Acogida a RD 436
c.2	-	-	-	SI
c.1	-	-	-	NO
c.1	-	-	-	NO
c.1	-	-	-	NO
c.2	-	-	-	NO
c.2	-	-	-	NO

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Sub-grupo	Comb.	Pot.	Tecn/Comb	Año de autorización de explotación definitiva	Nº instalaciones
c.2	-	-	-	-	1996	1
c.1	-	-	-	-	1990	2
c.1	-	-	-	-	1991	1
c.1	-	-	-	-	1995	1
c.2	-	-	-	-	1993	1
c.2	-	-	-	-	1995	1
						<b>7</b>

**Instalaciones Tratamiento de residuos:**

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014							
Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Número de instalaciones
DT 2ª	Purines de porcino	Gas Natural	1<P≤10 MW	DT 1ª	Purines de porcino	Gas Natural	1<P≤10 MW	-	-	2002	1
DT 2ª	Otros	Gas Natural	1<P≤10 MW	DT 1ª	Otros	Gas Natural	1<P≤10 MW	-	-	1996	1
DT 2ª	Otros	Gas Natural	1<P≤10 MW	DT 1ª	Otros	Gas Natural	1<P≤10 MW	-	-	2002	1
											<b>3</b>

**Instalaciones de cogeneración:**

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007					Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014							
Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Acogida al RD 436/2004	Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Número de instalaciones
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1994	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Motor	-	1996	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1996	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1997	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1999	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Motor	-	1999	3
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2000	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Motor	-	2000	3
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5<P≤1 MW	Motor	-	2013	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	10<P≤25 MW	Turbinas	-	2004	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	10<P≤25 MW	Turbinas	-	2007	1

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007					Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014							
Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Acogida al RD 436/2004	Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Número instalaciones
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP/Fuel	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.2	Gasoleo /GLP	P≤0,5 MW	-	-	2000	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP/Fuel	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.2	Gasoleo /GLP	P≤0,5 MW	-	-	2001	2
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP/Fuel	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.2	Gasoleo /GLP	P≤0,5 MW	-	-	2004	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.2	Gasoleo /GLP	0,5< P≤ 1 MW	-	-	1995	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.2	Gasoleo /GLP	0,5< P≤ 1 MW	-	-	1998	3
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	1<P≤ 10 MW	NO	a.1	a.1.2	Gasoleo /GLP	1<P≤ 10 MW	-	-	1994	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	1<P≤ 10 MW	NO	a.1	a.1.2	Gasoleo /GLP	1<P≤ 10 MW	-	-	2005	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	10< P≤ 25 MW	NO	a.1	a.1.2	Gasoleo /GLP	10< P≤ 25 MW	-	-	1989	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP/Fuel	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	P≤0,5 MW	-	-	1997	2
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP/Fuel	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	P≤0,5 MW	-	-	1999	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	0,5< P≤ 1 MW	-	-	1996	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	0,5< P≤ 1 MW	-	-	1997	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	0,5< P≤ 1 MW	-	-	1999	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	0,5< P≤ 1 MW	-	-	2003	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	1<P≤ 10 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	1<P≤ 10 MW	-	-	1994	3
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	1<P≤ 10 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	1<P≤ 10 MW	-	-	1995	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	10< P≤ 25 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	10< P≤ 25 MW	-	-	2003	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP	25< P≤ 50 MW	NO	a.1	a.1.2	Fuel	25< P≤ 50 MW	-	-	1997	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2008	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2005	1



Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007					Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014							
Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Acogida al RD 436/2004	Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Número instalaciones
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Motor	Modificación sustancial	2007	3
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Motor	Modificación sustancial	2008	3
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Motor	Modificación sustancial	2013	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	1<P≤ 10 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	1<P≤ 10 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2006	2
a.1	a.1.1	Gas Natural	10< P≤ 25 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	10< P≤ 25 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2005	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	10< P≤ 25 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	10< P≤ 25 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2006	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	10< P≤ 25 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	10< P≤ 25 MW	Motor	Modificación sustancial	2013	2
a.1	a.1.1	Gas Natural	10< P≤ 25 MW	NO	a.1	a.1.1	Gas Natural	10< P≤ 25 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2013	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	SI	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Turbinas	-	1995	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	SI	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Motor	-	1999	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	SI	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Turbinas	-	2004	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	SI	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Motor	-	2004	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	SI	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Turbinas	-	1995	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	SI	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Motor	-	1998	1
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	SI	a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5< P≤ 1 MW	Turbinas	-	1999	1

Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007					Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014							
Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Acogida al RD 436/2004	Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Número instalaciones
a.1	a.1.1	Gas Natural	1<P≤10 MW	SI	a.1	a.1.1	Gas Natural	1<P≤10 MW	Motor	-	2005	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP/Fuel	P≤0,5 MW	SI	a.1	a.1.2	Fuel	P≤0,5 MW	-	-	1997	1
a.1	a.1.2	Gasoleo/G LP/Fuel	P≤0,5 MW	SI	a.1	a.1.2	Fuel	P≤0,5 MW	-	-	1999	1
a.2	-	Energías Residuales	10<P≤50 MW	NO	a.2	-	Energías Residuales	P≤10 MW	-	-	1997	7
a.2	-	Energías Residuales	10<P≤50 MW	NO	a.2	-	Energías Residuales	P≤10 MW	-	-	1998	1
a.2	-	Energías Residuales	10<P≤50 MW	NO	a.2	-	Energías Residuales	P≤10 MW	-	-	2001	1
												<b>74</b>

**ANEXO III.2. Instalaciones de tecnología fotovoltaica  
asignadas por defecto a la instalación tipo IT-01274**

**Instalaciones fotovoltaicas:**

Grupo	Sub-grupo	Comb.	Potencia	Grupo	Sub-grupo	Comb.	Potencia	Tec./Comb.	Año de autorización de explotación definitiva	Nº CILES
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FIJ	2002	1
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FIJ	2003	2
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	FIJ	2009	2
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2009	2
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2004	1
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2008	1
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	1994	1
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2009	1
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW	b.1	b.1.1	-	≤ 5kW	S2E	1994	1
										<b>12</b>

Clasificación de las tarifas según el RD 1578/2009			
Grupo	Sub-grupo	Tipo	Convocatoria
b.1	b.1.1	I.1	1C 2012 I1
b.1	b.1.1	I.1	1C 2012 I1
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2012 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2009 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2009 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2009 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2009 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2009 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2009 I2
b.1	b.1.1	I.2	4C 2009 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	4C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	4C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	4C 2010 I2

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Sub-grupo	Potencia	Tec. / Comb.	Zona Climática	Año puesta en marcha	Nº CILES
b.1	b.1.1	-	-	Z2	2012	1
b.1	b.1.1	-	-	Z2	2008	1
b.1	b.1.1	20kW < P ≤ 1MW	-	Z3	2013	1
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	Z4	2012	1
b.1	b.1.1	20kW < P ≤ 1MW	-	Z5	2012	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z1	2009	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2009	24
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2010	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2009	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2009	2
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2010	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2010	7
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2010	17
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z2	2011	4
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2010	6
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2011	17
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2009	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2010	2
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z2	2010	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z2	2011	8
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2010	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2011	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2008	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2011	2
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2011	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2011	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2011	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2012	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2012	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2011	4

Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo

Clasificación de las tarifas según el RD 1578/2009			
Grupo	Sub-grupo	Tipo	Convocatoria
b.1	b.1.1	I.2	4C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	2C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	4C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	4C 2011 I2
b.1	b.1.1	II	1C 2009 II
b.1	b.1.1	II	1C 2010 II
b.1	b.1.1	II	1C 2011 II
b.1	b.1.1	II	4C 2010 II
b.1	b.1.1	II	4C 2011 II
b.1	b.1.1	II	4C 2011 II
b.1	b.1.1	II	4C 2011 II
b.1	b.1.1	II	4C 2011 II

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Sub-grupo	Potencia	Tec. / Comb.	Zona Climática	Año puesta en marcha	Nº CILES
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2012	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z2	2012	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2011	14
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2012	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2011	2
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2012	2
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2011	6
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2012	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z2	2012	2
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2012	9
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2011	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2012	2
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2011	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2012	6
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2012	3
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z3	2013	1
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2012	62
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2013	5
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z4	2012	2
b.1	b.1.1	≤ 20 kW	-	Z5	2012	1
b.1	b.1.1	-	-	Z3	2008	1
b.1	b.1.1	-	-	Z5	2011	1
b.1	b.1.1	-	-	Z5	2012	1
b.1	b.1.1	-	-	Z5	2012	1
b.1	b.1.1	-	-	Z2	2013	2
b.1	b.1.1	-	-	Z3	2013	2
b.1	b.1.1	-	-	Z4	2012	1
b.1	b.1.1	-	-	Z5	2012	2

## **ANEXO IV. Códigos IT's sin instalaciones asociadas**

### Instalaciones fotovoltaicas (30):

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007			
Grupo	Sub-grupo	Comb.	Potencia
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW
b.1	b.1.1	-	100 kW < P ≤ 10 MW
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW
b.1	b.1.1	-	≤ 100 kW

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Sub-grupo	Comb.	Potencia	Tecn./Comb.	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	P > 10MW	S2E	≤2008	IT-00527
b.1	b.1.1	-	2MW < P ≤ 10MW	S1E	≤2003	IT-00522
b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2005	IT-00512
b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	2003	IT-00511
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	≤2001	IT-00472
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	≤2004	IT-00467

Clasificación de las tarifas según el RD 1578/2009			
Grupo	Sub-grupo	Tipo	Convocatoria
b.1	b.1.1	I.1	-
b.1	b.1.1	I.1	-
b.1	b.1.1	I.1	-
b.1	b.1.1	I.2	-
b.1	b.1.1	I.2	-
b.1	b.1.1	I.2	-
b.1	b.1.1	I.2	4C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	4C 2010 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	3C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	4C 2011 I2
b.1	b.1.1	I.2	-
b.1	b.1.1	I.2	-
b.1	b.1.1	I.2	-
b.1	b.1.1	II	4C 2011 II
b.1	b.1.1	II	-
b.1	b.1.1	II	-
b.1	b.1.1	II	-
b.1	b.1.1	II	-
b.1	b.1.1	II	-
b.1	b.1.1	II	-
b.1	b.1.1	II	-
b.1	b.1.1	II	-
b.1	b.1.1	II	-

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Sub-grupo	Potencia	Tecn./Comb.	Zona Climática	Año puesta en marcha	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	-	-	2014	IT-01259
b.1	b.1.1	-	-	-	2015	IT-01265
b.1	b.1.1	-	-	-	2016	IT-01271
b.1	b.1.1	20kW < P ≤ 1MW	-	-	2014	IT-01260
b.1	b.1.1	20kW < P ≤ 1MW	-	-	2015	IT-01266
b.1	b.1.1	20kW < P ≤ 1MW	-	-	2016	IT-01272
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	Z4	≤2011	IT-00837
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	Z5	≤2011	IT-00839
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	Z3	≤2012	IT-00846
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	Z4	≤2012	IT-00847
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	Z4	≤2012	IT-00851
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	-	2014	IT-01261
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	-	2015	IT-01267
b.1	b.1.1	P > 1MW	-	-	2016	IT-01273
b.1	b.1.1	-	FIJ	Z2	≤2013	IT-00920
b.1	b.1.1	-	FIJ	-	2014	IT-01262
b.1	b.1.1	-	S1E	-	2014	IT-01263
b.1	b.1.1	-	S2E	-	2014	IT-01264
b.1	b.1.1	-	FIJ	-	2015	IT-01268
b.1	b.1.1	-	S1E	-	2015	IT-01269
b.1	b.1.1	-	S2E	-	2015	IT-01270
b.1	b.1.1	-	FIJ	-	2016	IT-01274
b.1	b.1.1	-	S1E	-	2016	IT-01275
b.1	b.1.1	-	S2E	-	2016	IT-01276

### Instalaciones biomasa (12):

Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología/ Combustible	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.6	-	-	-	-	1996	IT-01115
b.6	-	-	-	-	1997	IT-01116
b.6	-	-	-	-	1999	IT-01118
b.7	b.7.2	-	-	-	1998	IT-01161
b.7	b.7.2	-	-	-	1999	IT-01162
b.7	b.7.2	-	-	-	2003	IT-01166
b.7	b.7.2	-	-	-	2006	IT-01169
b.8	-	-	-	-	1997	IT-01184
b.8	-	-	-	-	1998	IT-01185
b.8	-	-	-	-	2004	IT-01191
b.8	-	-	-	-	2007	IT-01194
b.8	-	-	-	-	2008	IT-01195

**Instalaciones hidráulicas (8):**

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología/ Combustible	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.5.	-	-	P>10 MW	-	1999	IT-01088
b.5.	-	-	P>10 MW	-	2000	IT-01089
b.5.	-	-	P>10 MW	-	2002	IT-01091
b.5.	-	-	P>10 MW	-	2003	IT-01092
b.5.	-	-	P>10 MW	-	2010	IT-01099
b.5.	-	-	P>10 MW	-	2011	IT-01100
b.5.	-	-	P>10 MW	-	2012	IT-01101
b.5.	-	-	P>10 MW	-	2013	IT-01102



**Residuos (20):**

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología/Combustible	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
c.1	-	-	-	-	1996	IT-01207
c.1	-	-	-	-	1998	IT-01209
c.1	-	-	-	-	1999	IT-01210
c.1	-	-	-	-	2000	IT-01211
c.1	-	-	-	-	2003	IT-01214
c.1	-	-	-	-	2004	IT-01215
c.1	-	-	-	-	2005	IT-01216
c.1	-	-	-	-	2008	IT-01219
c.1	-	-	-	-	2009	IT-01220
c.1	-	-	-	-	2012	IT-01223
c.1	-	-	-	-	2013	IT-01224
c.2	-	-	-	-	1997	IT-01233
c.2	-	-	-	-	2000	IT-01236
c.2	-	-	-	-	2003	IT-01239
c.2	-	-	-	-	2005	IT-01241
c.2	-	-	-	-	2006	IT-01242
c.2	-	-	-	-	2007	IT-01243
c.2	-	-	-	-	2008	IT-01244
c.2	-	-	-	-	2010	IT-01246
c.2	-	-	-	-	2013	IT-01249

**Cogeneración (79):**

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007			
Grupo	Sub-grupo	Combustible	Potencia
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014							
Grupo	Sub-grupo	Combustible	Potencia	Tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Motor	-	1995	IT-00001
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Motor	-	2003	IT-00004
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Motor	-	2007	IT-00006
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Motor	Modificación sustancial	2010	IT-00016
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Motor	Modificación sustancial	2012	IT-00018
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	1998	IT-00023

Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo

Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007				
Grupo	Sub-grupo	Combustible	Potencia	
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	-
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	-

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014							
Grupo	Sub-grupo	Combustible	Potencia	Tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2001	IT-00024
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2003	IT-00025
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2008	IT-00028
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	-	2010	IT-00030
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2009	IT-00036
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2010	IT-00037
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2011	IT-00038
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	≤ 1993	IT-00073
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	2001	IT-00081
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	2002	IT-00082
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	2003	IT-00083
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	2005	IT-00085
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	2006	IT-00086
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	2008	IT-00088
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	2010	IT-00090
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	-	2012	IT-00092
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2009	IT-00096
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2010	IT-00097
a.1	a.1.1	Gas Natural	0,5 < P ≤ 1 MW	Turbinas	Modificación sustancial	2011	IT-00098
a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	Turbinas	-	2009	IT-00150
a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	Turbinas	-	2012	IT-00153
a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	Turbinas	-	2013	IT-00154
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	Motor	-	≤ 1993	IT-00165
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	Motor	-	1994	IT-00166
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	Motor	-	1995	IT-00167
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	Motor	-	1997	IT-00169
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	Motor	-	2003	IT-00175
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	Motor	-	2006	IT-00177
a.1	a.1.1	Gas Natural	10 < P ≤ 25 MW	Motor	-	2012	IT-00182



Clasificación de las tarifas según el RD 661/2007					Clasificación de las instalaciones tipo según el RD XXX/2014							
Grupo	Sub-grupo	Combustible	Potencia		Grupo	Sub-grupo	Combustible	Potencia	Tecnología	Modificación sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$0,5 < P \leq 1$ MW	-	a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$0,5 < P \leq 1$ MW	-	-	2011	IT-00286
a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$0,5 < P \leq 1$ MW	-	a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$0,5 < P \leq 1$ MW	-	-	2012	IT-00287
a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$0,5 < P \leq 1$ MW	-	a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$0,5 < P \leq 1$ MW	-	Modificación sustancial	2009	IT-00288
a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$1 < P \leq 10$ MW	-	a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$1 < P \leq 10$ MW	-	-	2011	IT-00300
a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$1 < P \leq 10$ MW	-	a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	$1 < P \leq 10$ MW	-	Modificación sustancial	2010	IT-00301
a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	-	2003	IT-00313
a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	-	2010	IT-00315
a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	-	2011	IT-00316
a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	-	2012	IT-00317
a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	a.1	a.1.2	Fuel	$1 < P \leq 10$ MW	-	Modificación sustancial	2009	IT-00318
a.1	a.1.2	Fuel	$10 < P \leq 25$ MW	-	a.1	a.1.2	Fuel	$10 < P \leq 25$ MW	-	-	2010	IT-00329
a.1	a.1.2	Fuel	$10 < P \leq 25$ MW	-	a.1	a.1.2	Fuel	$10 < P \leq 25$ MW	-	-	2011	IT-00330
a.1	a.1.2	Fuel	$10 < P \leq 25$ MW	-	a.1	a.1.2	Fuel	$10 < P \leq 25$ MW	-	-	2012	IT-00331
a.2	-	Energías residuales	$P \leq 10$ MW	-	a.2	-	Energías residuales	$P \leq 10$ MW	-	-	1997	IT-00365
a.2	-	Energías residuales	$P \leq 10$ MW	-	a.2	-	Energías residuales	$P \leq 10$ MW	-	-	1998	IT-00366
a.2	-	Energías residuales	$P \leq 10$ MW	-	a.2	-	Energías residuales	$P \leq 10$ MW	-	-	2001	IT-00367

## **ANEXO V. Resumen de alegaciones recibidas**

*En este anexo no se reflejan las recomendaciones o valoraciones de la CNMC, sino las opiniones recabadas a través del Consejo Consultivo de Electricidad.*

El 3 de febrero de 2014 la Propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. La respuesta al trámite de audiencia ha sido masiva.

A la fecha de redacción de este informe se han recibido alegaciones de:

### **V.1 Listado de alegaciones**

- 1 ABANILLA ENERGÍA, S.L.
- 2 ABELÁN SAN ANDRÉS, S.L.
- 3 ACCIONA
- 4 ACEITES DEL SUR-COOSUR, S.A. (Jabalquinto)
- 5 ACEITES DEL SUR-COOSUR, S.A. (Tarancón)
- 6 ACEITES DEL SUR-COOSUR, S.A. (Vilches)
- 7 ACEITES SIERRA SUR S.A.
- 8 ACEVERSU (Associació Catalana d'Empreses de Valorització Energètica de Residus Sòlids Urbans)
- 9 ACIE (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía)
- 10 ACIOE, S.A.
- 11 ACOGEN ESPAÑA
- 12 ADAP (Asociación de Empresas para el Desimpacto de los Purines)
- 13 ADHAC (Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío)
- 14 Adriana García Almendáriz
- 15 AEBIG (ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE BIOGÁS)
- 16 AEE (Asociación Empresarial Eólica)
- 17 AEVERSU - Asociación Empresas Valorización Energética y Residuos Sólidos Urbanos
- 18 AGENCIA DE ENERGÍA DE BARCELONA
- 19 AGENTE DEL MERCADO ELÉCTRICO S.A. (AMESA)
- 20 AGRICOLA MONTARGULL, S.A.
- 21 AGROPECUARIA MAS BES, S.L.
- 22 AGRUPACIÓN FOTOVOLTAICA DE VILLANUEVA DEL REY II, ÉCIJA III
- 23 AIFOC (Asociación de Instaladores Energía Solar Fotovoltaica sobre Cubierta)
- 24 Aitor Garmendia San Vicente
- 25 AJUNTAMENT DEL PERELLÓ
- 26 Alberto Botín Galán
- 27 Alberto Vera Gorriz
- 28 ALBUJÓN SOLAR
- 29 ALBUJÓN SOLAR 02, S.L.
- 30 ALBUJÓN SOLAR 03, S.L.
- 31 ALBUJÓN SOLAR 06, S.L.
- 32 ALBUJÓN SOLAR 11, S.L.
- 33 ALBUJÓN SOLAR 117, S.L.
- 34 ALBUJÓN SOLAR 12, S.L.
- 35 ALBUJÓN SOLAR 125, S.L.
- 36 ALBUJÓN SOLAR 127, S.L.
- 37 ALBUJÓN SOLAR 16, S.L.
- 38 ALBUJÓN SOLAR 17, S.L.
- 39 ALBUJÓN SOLAR 18, S.L.
- 40 ALBUJÓN SOLAR 19, S.L.
- 41 ALBUJÓN SOLAR 20, S.L.
- 42 ALBUJÓN SOLAR 21, S.L.
- 43 ALBUJÓN SOLAR 23, S.L.
- 44 ALBUJÓN SOLAR 26, S.L.

- 45 ALBUJÓN SOLAR 27, S.L.
- 46 ALBUJÓN SOLAR 28, S.L.
- 47 ALBUJÓN SOLAR 29, S.L.
- 48 ALBUJÓN SOLAR 34, S.L.
- 49 ALBUJÓN SOLAR 35, S.L.
- 50 ALBUJÓN SOLAR 36, S.L.
- 51 ALBUJÓN SOLAR 37, S.L.
- 52 ALBUJÓN SOLAR 38, S.L.
- 53 ALBUJÓN SOLAR 44, S.L.
- 54 ALBUJÓN SOLAR 46, S.L.
- 55 ALBUJÓN SOLAR 48, S.L.
- 56 ALBUJÓN SOLAR 54, S.L.
- 57 ALBUJÓN SOLAR 55, S.L.
- 58 ALBUJÓN SOLAR 69, S.L.
- 59 ALBUJÓN SOLAR 81, S.L.
- 60 ALBUJÓN SOLAR 84, S.L.
- 61 ALBUJÓN SOLAR 96, S.L.
- 62 ALBUJÓN SOLAR 97, S.L.
- 63 Alejandro Javier Chaves Martínez
- 64 ALFA FOTOVOLTAICA, S.L.U. Y VARIAS MÁS...
- 65 ALMARAZ FOTOVOLTAICA X, S.L.
- 66 ALMARAZ FOTOVOLTAICA XIII, S.L.
- 67 ALMARAZ FOTOVOLTAICA XVIII, S.L.
- 68 ALMARAZ FOTOVOLTAICA XXIII, S.L.
- 69 ALMARAZ FOTOVOLTAICA XXIX, S.L.
- 70 ALMARAZ FOTOVOLTAICA XXXI, S.L.; ALMARAZ FOTOVOLTAICA XXXII, S.L.  
y ALMARAZ FOTOVOLTAICA XXXIII, S.L.
- 71 ALMARAZ FOTOVOLTAICA XXXIV, S.L.
- 72 ALTEN ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.
- 73 Amaia Larrea Fernández
- 74 Ana Gallego
- 75 Ana Pardo Manrique
- 76 Andrés Castresana Lasa
- 77 ANEO (ASOCIACION NACIONAL DE EMPRESAS DE ACEITE DE ORUJO)
- 78 Ángel Cachafeiro Viñambres
- 79 Ángel Luis Herrera Bellido
- 80 ANPIER (Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica)
- 81 Antolín Elías Rodero Sánchez
- 82 Antoni Mateo Sanz
- 83 Antonio Celorico del Campo
- 84 Antonio del Rey,
- 85 Antonio Garí Aguilera
- 86 Antonio Plana y de Silva
- 87 Antonio Sanz Pérez
- 88 Antonio Segura Molero
- 89 APAYCACHANA-6, S.L.
- 90 APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables)
- 91 APREAN (Asociación de Promotores y Productores de Energías Renovables de  
Andalucía)
- 92 ARCELORMITTAL ESPAÑA, S.A.
- 93 ARCILLEX, S.A.
- 94 ARMIE (Asociación de Representantes en el Mercado de Electricidad)

- 95 ASCER (Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos)
- 96 ASELIP (Asociación de Empresas de Limpieza Pública)
- 97 ASERPAL, S.A.
- 98 ASFALTOS CHOVA, S.A.
- 99 ASOCIACIÓN CLÚSTER DEL PAPEL DE EUSKADI (CLUSPAP)
- 100 ASOCIACIÓN DE PROPIETARIOS DE ESTABLECIMIENTOS HIDRÁULICOS DEL RÍO CUERPO DE HOMBRE DE BÉJAR
- 101 ASPAPEL
- 102 ATOMCER, S.A.
- 103 ATOMIX, S.A.
- 104 ATOMIZADORA, S.A.
- 105 ATOMIZADOS DE ALCORA, S.A.
- 106 AVEBIOM (Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa)
- 107 AYUNTAMIENTO DE MADRID (Área de Gobierno de Medio Ambiente y Movilidad)
- 108 AYUNTAMIENTO DE MONACHIL
- 109 AYUNTAMIENTO DE NIGÜELAS
- 110 AZULIBER 1, S.L.
- 111 Bárbara González de Aguilar García
- 112 BARCHINDIS, S.L.
- 113 BAYER MATERIAL SCIENCE, S.L.
- 114 Beatriz Sanz
- 115 BELPLA, S.A.
- 116 Benito Mayor Ruiz
- 117 BENTATXAR, S.L.
- 118 BINILUCA, S.L.
- 119 BIOASTUR, A.I.E.
- 120 BIOCOMPOST DE ÁLAVA UTE
- 121 BIOELÉCTRICA DE LINARES S.L. (BIOLINARES)
- 122 BIOENER, EDP COGENERACIÓN, S.L. (BIOGÁS Y ENERGÍA)
- 123 BIOENERGÉTICA EGABRENSE, S.A. (IT-00359)
- 124 BIOENERGÉTICA EGABRENSE, S.A. (IT-01125)
- 125 BIOENERGÍA SANTAMARÍA, S.A.
- 126 BIOETANOL GALICIA, S.A.
- 127 BIOGÁS DE CATÍ, S.L.
- 128 BIOMASA DE PUENTE GENIL S.L.
- 129 BIOMASA FUENTE DE PIEDRA, S.A.U.
- 130 Blanca González de Aguilar García
- 131 BOIRO ENERGÍA, S.A.
- 132 BOVEDILLAS CERÁMICAS ANDALUZAS, S.A.
- 133 BRULLES EÓLICA, S.L.U.
- 134 Caridad Abián Orós
- 135 Carlos Fernández Plaza
- 136 Carlos Sanza de la Rica
- 137 Carlos Vázquez Ortiz
- 138 Carmen Sanz
- 139 CARTAGENA BIOGÁS, S.L.
- 140 CARTONAJES BERNABÉU, S.A.
- 141 CASA MÁRQUEZ, S.A.
- 142 Catalina Arnas Aroca
- 143 CEC (Confederación de Empresarios de La Coruña)
- 144 CELVI, S.L. (COMPAÑÍA ENERGÉTICA LAS VILLAS, S.L.)



- 145 CENTRAL HIDRÁULICA GÜÉJAR SIERRA, S.L.
- 146 CENUGES, S.A.
- 147 CEPHEI-DESARROLLO SOLAR, S.L. y varias más
- 148 CERABRICK GRUPO CERÁMICO, S.A.
- 149 CERÁMICA BELIANES, S.L.
- 150 CERÁMICA DA MORUA, S.L.U.
- 151 CERÁMICA DE ALMACELLAS, S.A.
- 152 CERÁMICA DE LA ESTANCA, S.A.
- 153 CERÁMICA DE VILLACE, S.L.
- 154 CERÁMICA DOBON, S.A.
- 155 CERÁMICA LA COMA, S.A.
- 156 CERÁMICA LA PALOMA, S.A.
- 157 CERÁMICA MALPESA, S.A.
- 158 CERÁMICA MILLAS HIJOS, S.A.
- 159 CERÁMICA MOLLÁ, S.L.
- 160 CERÁMICA NULENSE, S.A.
- 161 CERÁMICA PEÑAFIEL, S.A.
- 162 CERÁMICA PEÑO, S.L.
- 163 CERÁMICA RIOBOO, S.L.
- 164 CERÁMICA SAN JAVIER, S.L.
- 165 CERÁMICA TUDELANA, S.A. (Tudelana 1)
- 166 CERÁMICA TUDELANA, S.A. (Tudelana 2)
- 167 CERÁMICA UTZUBAR, S.A.
- 168 CERÁMICAS SAZA, S.A.
- 169 CERANOR, S.A.
- 170 CINCA VERDE, S.L.U.
- 171 CLAVE ARQUITECTURA, S.L.
- 172 CLP ORGANOGAS, S.L.
- 173 COAR'94, S.L.
- 174 COFELY ESPAÑA, S.A.U.
- 175 COGEN ENERGÍA ESPAÑA, S.L.
- 176 COGEN ESPAÑA
- 177 COGENERACIÓN ALAVESA, S.A.
- 178 COGENERACIÓN BERGARA, A.I.E.
- 179 COGENERACIÓN BURGLESA, S.L.
- 180 COGENERACIÓN DEL EBRO I, S.L.
- 181 COGENERACIÓN DEL ESLA, S.A.
- 182 COGENERACIÓN DEL TER, S.L.
- 183 COGENERACIÓN EFICIENCIA ENERGÉTICA, S.L. (Hotel Helios)
- 184 COGENERACIÓN EFICIENCIA ENERGÉTICA, S.L. (Hotel Timor)
- 185 COGENERACIÓN GEQUISA, S.A.
- 186 COGENERACIÓN J.VILASECA, S.L.U.
- 187 COGENERACIÓN LA ESPINA, S.L.
- 188 COGENERACIÓN LADRILLERA MURCIANA, S.L.
- 189 COGENERACIÓN MOTRIL, S.A.
- 190 COGENERACIÓN UFIC, S.A.
- 191 COGENERACIÓN VILLARICOS, S.A.
- 192 COLEGIO DE INGENIEROS DE MONTES
- 193 COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE LINARES, S.L.
- 194 COMPAÑÍA ENERGÉTICA LA RODA, S.L.
- 195 COMPAÑÍA ENERGÉTICA PATA DE MULO, S.L.
- 196 COMPAÑÍA ENERGÉTICA PUENTE DEL OBISPO, S.L.
- 197 COMPAÑÍA EUROPEA GENERAL TEXTIL, S.L.

- 198 Concepción Rodríguez Madarnás
- 199 CONFIREL, AIE
- 200 CORPORACIÓN ALIMENTARIA PEÑASANTA, S.A.
- 201 COVAP - Sociedad Cooperativa Andaluza Ganadera del Valle de los Pedroches
- 202 Cristina Sanz
- 203 DALKIA ESPAÑA, S.L.
- 204 Daniel Utrilla Portillo
- 205 DEPURACION, DESTILACION, RECICLAJES, S.L.
- 206 DICEPA PAPELERA DE ENATE, S.L.
- 207 DIESELVA, S.A.
- 208 DOMIBE 2007, S.L.
- 209 DULCES Y CONSERVAS HELIOS, S.A.
- 210 DULCINEA SOLAR 37, S.L.
- 211 ÉCIJA VILLANUEVA DEL REY II FOTOVOLTAICA V, S.L.
- 212 ÉCIJA VILLANUEVA DEL REY II, FOTOVOLTAICA IV
- 213 ÉCIJA VILLANUEVA DEL REY III FOTOVOLTAICA IX, S.L.
- 214 ÉCIJA VILLANUEVA DEL REY III FOTOVOLTAICA VII, S.L.
- 215 ÉCIJA VILLANUEVA DEL REY III FOTOVOLTAICA VIII, S.L.
- 216 ÉCIJA VILLANUEVA DEL REY III FOTOVOLTAICA X, S.L.
- 217 ÉCIJA VILLANUEVA DEL REY III FOTOVOLTAICA XI, S.L.
- 218 ÉCIJA VILLANUEVA DEL REY III FOTOVOLTAICA XV, S.L.
- 219 ECOCARBURANTES ESPAÑOLES, S.A.
- 220 ECOENERGÍA NAVARRA, S.L.U.
- 221 EDP COGENERACIÓN, S.L. (Planta BIONER)
- 222 EDP COGENERACIÓN, S.L. (SEVARES)
- 223 EDP RENOVABLES ESPAÑA, S.L.
- 224 Eduardo Moure Pedreira
- 225 Eduardo Vera Gorriz
- 226 Edurne Gil Arrondo
- 227 EGA (Asociación Eólica de Galicia)
- 228 ELECDEY, S.L.
- 229 ELECTRA MESTRAL, S.L.
- 230 Eloy González Fernández
- 231 EMBALAJES DE PAMPLONA, S.L.U.
- 232 ENCE (ENCE ENERGÍA Y CELULOSA, S.A.; CELULOSAS DE ASTURIAS, S.A.U. y CELULOSA ENERGÍA, S.A.U.)
- 233 ENDESA
- 234 ENEL GREEN POWER IBERIA
- 235 ENERCRISA, S.A.
- 236 ENERGÍA E INDUSTRIA DE TOLEDO, S.A.
- 237 ENERGÍA PORTÁTIL COGENERACIÓN, S.A.
- 238 ENERGÍAS DE PONTEVEDRA, S.L.
- 239 ENERGÍAS RENOVABLES ALARCÓN SÁNCHEZ, S.L.
- 240 ENERVENT, S.A.
- 241 EÓLICA DE LILLO, S.L.
- 242 EÓLICA DEL PERELLÓ, S.L.
- 243 EÓLICA GREGAL DE INVERSIONES SCR, S.A.
- 244 ERCROS, S.A.
- 245 Ernesto Amores Marcos
- 246 Ernesto Muñoz Torrecilla
- 247 ESAMUR (Entidad de Saneamiento y Depuración de la Región de Murcia)
- 248 ESTEVE SANTIAGO, S.A.
- 249 Eufrasia Garrido Tello

- 250 EUROATOMIZADO, S.A.
- 251 FARGO MAS 3, S.L.
- 252 FEIQUE (Federación Empresarial de la Industria Química Española)
- 253 Félix González Dacosta
- 254 Félix Suescun Ruiz
- 255 FENICE INSTALACIONES IBÉRICAS, S.L.U. (LES GARRIGUES, S.L.)
- 256 FEREBRO- Federación de Comunidades de Regantes de la Cuenca del Ebro
- 257 Fermín Pérez Cintora
- 258 Fernando Alías Lacámara
- 259 Fernando Peligero Domeque
- 260 Fernando Sáez Abad
- 261 Fernando Vázquez Rodríguez
- 262 FERROATLÁNTICA, S.A./HIDRO NITRO ESPAÑOLA, S.A./ENERGYA VM  
GESTIÓN DE LA ENERGÍA, S.L.U./ENERGYA VM GENERACIÓN, S.L.U.
- 263 FINANCIERA MADERERA, S.A. (FINSA)
- 264 FOMPEDRAZA COGENERACIÓN, S.A. (FENICE)
- 265 FORESTAL DEL ATLÁNTICO, S.A.
- 266 FOTOHUERTA, S.L.U.
- 267 FOTOVOLTAICA DE LA HOYA DE LOS VICENTES 2, S.L.
- 268 FOTOVOLTAICA GONZÁLEZ DE AGUILAR 1, S.L.
- 269 FOTOVOLTAICA GONZÁLEZ DE AGUILAR 2, S.L.
- 270 FOTOVOLTAICA GONZÁLEZ DE AGUILAR 3, S.L.
- 271 FOTOVOLTAICA GONZÁLEZ DE AGUILAR 4, S.L.
- 272 FOTOVOLTAICA GONZÁLEZ DE AGUILAR 5, S.L.
- 273 FOTOVOLTAICA GONZÁLEZ DE AGUILAR 6 S.L.
- 274 FOTOVOLTAICA GONZÁLEZ DE AGUILAR 7, S.L.
- 275 FOTOVOLTAICA GONZÁLEZ DE AGUILAR 8, S.L.
- 276 FOTOWATIO, S.L.
- 277 Francisco Chuecos Nieto,
- 278 Francisco Gómez Gómez
- 279 Francisco Javier Blázquez Sastre
- 280 Francisco Javier Legarra Carrera
- 281 Francisco Javier López Sánchez
- 282 Francisco L. Gómez Tourón
- 283 Francisco Madrid Ruiz
- 284 Francisco Navarro Valero
- 285 Francisco Rodrigo Díaz Criado
- 286 FRIMANCHA INDUSTRIAS CÁRNICAS, S.A.
- 287 FUENTE DE PIEDRA GESTION, S.L.U.
- 288 G&M EASO CONSULTORES, S.L.
- 289 GAMESA CORPORACIÓN TECNOLÓGICA, S.A.
- 290 GEDESMA, S.A.
- 291 GEMASOLAR 2006, S.A.
- 292 GENERACIÓN ELÉCTRICA PENINSULAR, S.A. (GEPESA)
- 293 GENERACIÓN ENERGÍA FOTOVOLTAICA, S.L.
- 294 GENERALITAT DE CATALUNYA
- 295 GENERALITAT VALENCIANA
- 296 GENHIDRO, S.L.
- 297 Gerardo Álvarez Santos
- 298 GESBRICK, S.L.
- 299 GESTAMP BIOMASS, S.L.
- 300 GESTICAR XXI, S.L.
- 301 GLOBENERGY SOLUCIONES, S.L. (IT-00047)

- 302 GLOBENERGY SOLUCIONES, S.L. (IT-00110)
- 303 Gloria Amelia Castañón del Cuadro
- 304 GOBIERNO DE ARAGON
- 305 GOBIERNO DE CANTABRIA
- 306 GOBIERNO DE EXTREMADURA
- 307 GOBIERNO DE LA REGIÓN DE MURCIA
- 308 GOBIERNO DE NAVARRA
- 309 GOBIERNO DEL PRINCIPADO DE ASTURIAS
- 310 GOBIERNO VASCO (EUSKO JAURLARITZA)
- 311 Gonzalo Zubieta Garciandía
- 312 GRANADA VAPOR Y ELECTRICIDAD, S.L.
- 313 GRESPANIA, S.A.
- 314 GUAZA SOLAR, S.L.
- 315 GUTER HELIOS, S.L.U.
- 316 HARINAS DE MADERA, S.L.
- 317 HC TUDELA COGENERACIÓN, S.L.
- 318 HERMANOS DÍAZ REDONDO, S.A.
- 319 HERMANOS GONZÁLEZ SÁENZ, S.C.
- 320 HIDROASTUR, S.A.
- 321 HIDROELÉCTRICA DE ARNOYA, S.L.
- 322 HIDROELÉCTRICA DE GIESTA, S.L.
- 323 HIDROELÉCTRICA DE GORMAZ, S.L.
- 324 HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.
- 325 HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO
- 326 HIJOS DE JUAN CRUZ HERNÁNDEZ, S.A.
- 327 HOYA DE LOS VICENTES 2, S.L.
- 328 HYPALYT (Asociación Española de Fabricantes de Ladrillos y Tejas de Arcilla Cocida)
- 329 IBAIA KOMERTZIALAK, S.L.
- 330 IBARGARAI EGUZKI, S.L.
- 331 IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.
- 332 IBERDROLA, S.A.
- 333 IBEREÓLICA HEDROSO-ACIBEROS 2, S.L.U.
- 334 IBEREÓLICA HEDROSO-ACIBEROS, S.L.U.
- 335 IBEREÓLICA INVESTIGACION Y DESARROLLO, S.L.U.
- 336 IBEREÓLICA LUBIÁN, S.A.
- 337 IBEREÓLICA PADORNELO, S.A.U.
- 338 IBEREÓLICA, S.L.
- 339 IBERFRUTA MUERZA, S.A. (Factoría BEBE)
- 340 IBERFRUTA MUERZA, S.A. (4 MW)
- 341 IBÉRICA DE ENERGÍAS, S.L.
- 342 IDAE SANT JOAN, A.I.E.
- 343 IDERMA GENERACIÓN, S.L.
- 344 Idoia Garmendia San Vicente
- 345 Ignacio Bernabéu Lledó
- 346 Ignacio Cero Arroyo
- 347 Ignacio de la Fuente Carazo
- 348 INC (Instituto Nacional de Consumo)
- 349 INDULLEIDA, S.A.
- 350 INDUSTRIAL QUÍMICA DEL NALÓN ENERGÍA, S.A.
- 351 INDUSTRIAS CÁRNICAS NAVARRA, S.A.
- 352 INDUSTRIAS CERÁMICAS DÍAZ, S.A.
- 353 INDUSTRIAS CLIMBER, S.A.

- 354 INDUSTRIAS LOSÁN, S.A.
- 355 INDUSTRIAS PELETERAS, S.A. (INPELSA)
- 356 INICIATIVAS TECNOLÓGICAS DE VALORIZACIÓN ENERGÍA DE RESIDUOS,  
S.A.
- 357 Inmaculada González Fernández
- 358 INQUEVAP ENERGÍA, S.L.
- 359 INTERMAL ENERGÍA, S.A.
- 360 INVER TELÉMACO, S.L.
- 361 INVERSIONES SETABENSIS MOLLA, S.L.
- 362 Jaime Orduña Gavila
- 363 Javier Lacambra Torres
- 364 Javier Velázquez
- 365 Javier Yagüez Pérez
- 366 Jesús Gomara Corchón
- 367 Joaquín Padró Martín de Pozuelo
- 368 Jorge Juan Amela Deusdad
- 369 José Ángel Pérez Navarro
- 370 José Antonio de la Flor García
- 371 José Antonio Marco Izquierdo
- 372 José Antonio Marcos
- 373 José Antonio Martos
- 374 José Antonio Pascual López y M<sup>a</sup> Concepción Rodero Samaniego
- 375 José Escalera García
- 376 José Ignacio Cerro Arroyo
- 377 José Ignacio Ochoa de Eribe Vázquez
- 378 José Javier Aguado Lezaun
- 379 José Luis del Pozo Gutiérrez
- 380 José Luis Ibáñez Medina
- 381 José Luis Pozo
- 382 José Luis Velasco López
- 383 José Manuel Provencio Provencio
- 384 José María Gayarre Grosilla
- 385 José María Lacambra Torres
- 386 José María Lázcoz Loidi
- 387 José María Moreno García
- 388 José Ramón Arasco Esteban
- 389 José Ramón Rodríguez Curiel
- 390 José Ramón Vallés Barea
- 391 Juan Antonio Ríos Revilla
- 392 Juan Eloy González Gesteira
- 393 Juan José Hernández López
- 394 Juan Manuel Eguiagaray Ucelay
- 395 Juan Manuel San Román López
- 396 Juan Martín Aparicio
- 397 JUÁREZ Y MILLAS, S.A. (Alcubillas-Ciudad Real)
- 398 JUÁREZ Y MILLAS, S.A. (Valdivia-Badajoz)
- 399 JUÁREZ Y MILLAS, S.A. (Yuncler-Toledo)
- 400 Julián Olaiz Achiaga
- 401 Julio Ureste Durán
- 402 JUMAIZ, S.L.
- 403 JUNTA DE ANDALUCÍA
- 404 JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN
- 405 LA ESCANDELLA COGENERACIÓN, S.A.

- 406 LA INESUCA, S.L.
- 407 LADA VITORIA, S.L.
- 408 LADRILLERÍAS MALLORQUINAS, S.A.
- 409 LANDA EDER, S.L.
- 410 LAVANDERÍA MANZANARES, S.L.
- 411 LINGEGAS B.V.
- 412 Luis Aurelio Martínez Fernández
- 413 Luis G. Mercado
- 414 Luis González de Aguilar García
- 415 Luis Ignacio Cacho Vicente
- 416 Luis Letosa Abián
- 417 Luis López Leal
- 418 Luis Miguel Motos López
- 419 Luis Zabala López de Juan Abad
- 420 MADERAS MANUEL VILLAMOR, S.L.
- 421 MADERAS SIERO, S.A.
- 422 MANTEQUERÍAS ARIAS, S.A.
- 423 Manuel Montero Segade
- 424 Manuel Revert Alcaraz
- 425 María Begoña Chico González
- 426 María Candelaria Rodríguez Guillermo
- 427 María Carmen Navarraz Atozqui
- 428 María Concepción Gil Lang
- 429 María Cruz Álvarez Toro
- 430 María de las Mercedes Sánchez Domínguez
- 431 María del Carmen Ávila Galán
- 432 María del Carmen Rodero Samaniego
- 433 María del Carmen Rodríguez Muñoz
- 434 María del Mar Targarona Borrás
- 435 María Elena Benítez García
- 436 María Elena Botín Galán
- 437 María Isabel Farré Fernández-Urrutia
- 438 María Jesús Bermúdez Domingo
- 439 María Koro Urbieto Sorarrain
- 440 María Luisa Rodero Samaniego
- 441 María Milagrosa Lezáun Ayesa
- 442 María Teresa Pinedo Díaz
- 443 María Victoria Merino Becerril
- 444 MARSÁ FOTOVOLTAICA, S.L.
- 445 MAUI SOLAR, S.L.
- 446 Mercedes Rodríguez Curiel
- 447 MESOGEN, S.L.
- 448 MICHEL HELIOS, S.L.U.
- 449 MICROCENTRALES DE ANDALUCÍA, S.A.
- 450 MIFERMAR INVERSIONES, S.L. (IT - 00059)
- 451 MIFERMAR INVERSIONES, S.L. (IT - 00060)
- 452 Miguel Ángel Lacamba
- 453 Miguel Ángel Marcos Rubio
- 454 Miguel Arellano García
- 455 Miguel Lorenzo Martín
- 456 Miguel Madrid Ruiz
- 457 MINERSA
- 458 MINICENTRALES II

- 459 MOLINO DE ARBOLITAS, S.L.
- 460 MONTEFIBRE HISPANIA, S.A.U.
- 461 Montserrat Colomín Miguel
- 462 MOSTÓS VINOS Y ALCOHOLES, S.A.
- 463 MURSOLDI, S.L.
- 464 NASESOL 2008, S.L.
- 465 NAVARRO GENERACIÓN, S.A.
- 466 NAVES PARA PEQUEÑA INDUSTRIA, S.A.
- 467 NEOLECTRA ARAN, S.L.U.
- 468 NEOLECTRA DOS HERMANAS, S.L.U.
- 469 NEOLECTRA EL GRADO, S.L.U.
- 470 NEOLECTRA LA LUISIANA, S.L.U.
- 471 NEOLECTRA LA RODA, S.L.U.
- 472 NEOLECTRA MANAGEMENT, S.L.U.
- 473 NEOLECTRA MENJÍBAR, S.L.U.
- 474 NEOLECTRA MORÓN, S.L.U.
- 475 NEOLECTRA NEOPAS COGENERACIÓN, S.L.U.
- 476 NOLABEY GRUP, S.L.
- 477 NORTAGRO, S.L.
- 478 NOU ESMALT, S.L.
- 479 NUEVA CERÁMICA CAMPO, S.L.
- 480 NUEVOS PRODUCTOS CERÁMICOS, S.A.
- 481 OLAIZ SOLAR S.C.
- 482 OLEÍCOLA EL TEJAR NTRA. SRA. DE ARACELI, S.C.A.
- 483 OPYCE, S.A.
- 484 ORUJERA SIERRA SUR, S.L.U.
- 485 PALAU CERÁMICA DE CHILOECHES, S.L. (905 KW)
- 486 PALAU CERÁMICA DE CHILOECHES, S.L. (960 KW)
- 487 Paloma Bueno Tomás
- 488 PANMAQ PANELES SOLARES, S.L.
- 489 PAPELERA DE BRANDIA, S.A.
- 490 PAPELERA DEL ORIA, S.A.
- 491 PAPELERA GUIPUZCOANA DE ZICUÑAGA, S.A.
- 492 PAPELES Y CARTONES DE EUROPA, S.A.
- 493 PARQUE EÓLICO DEL MORAL, S.L.
- 494 PARQUE EÓLICO LAS REGUERAS, S.L.U.
- 495 PARQUE SOLAR VENTURINAS, S.L.
- 496 Pascual Sánchez Corella
- 497 PATRIMONIO DEL LEREZ, S.L.
- 498 PATRIMONIO HIDROELÉCTRICO DE GALICIA, S.L.
- 499 Pedro Alfredo Benítez García
- 500 Pedro Gil Jiménez
- 501 Pedro Luis Fernández del Valle
- 502 Pedro Rández Alfaro
- 503 Pedro Rodríguez Curiel
- 504 PENINSULAR COGENERACIÓN, S.A.
- 505 PINA, S.A.
- 506 PLANTA TERMOSOLAR EXTREMADURA, S.L.U.
- 507 PMR SOLAR, S.L.
- 508 POLIGENERACIÓN PARC DE L'ALBA ST-A4 S.A.
- 509 POLO HERMANOS, S.L.
- 510 Porfirio Rodero Samaniego
- 511 PORGA PORCS, S.L.

- 512 PORRAS 2010, S.L.
- 513 PORRERAS FOTOVOLTAICA, S.L.U.
- 514 PROCESOS ECOLÓGICOS VILCHES, S.A.
- 515 PRODUCTOS CELULÓSICOS, S.A.
- 516 PROMOTORA REC DELS QUATRE POBLES, S.A.
- 517 PROTERMOSOLAR
- 518 QUESERÍAS ENTREPINARES, S.A.U.
- 519 Rafael María Felices Huarte
- 520 Ramón Majem Klein
- 521 Ramón Salvia Sangra
- 522 RAÚL MARIO SOLAR, S.L.
- 523 REIG PASTOR, S.C.P.
- 524 RENOVABLES SAMCA, S.A.
- 525 RENTER GESTIONES, S.L.
- 526 REPSOL
- 527 RESIDENCIA MILAGROSA CORRALES, S.A.
- 528 Roberto Balenzategui Muñoz
- 529 Rocío Yus López,
- 530 RODONITA ENERGÍA, S.L. (Laracha)
- 531 Rosa Pareja
- 532 ROURA FOTOVOLTAICA, S.L.
- 533 Rubén Cubo Cubo
- 534 Ruperta Delgado Tercero
- 535 RUSTICAS, S.A.
- 536 S.A. DE VALORITZCIONS AGROMADERES
- 537 S.A. LLENSA,
- 538 S.A.T. SANT MER
- 539 Sabino Fernández García
- 540 SABONDEL, S.L.
- 541 SAICA
- 542 SALES MONZÓN, S.A.
- 543 SALINERA AÑANA, S.L.
- 544 Salvador Llamas Vicente
- 545 SAMPOL INGENIERIA Y OBRAS, S.A.
- 546 SAN MARCOS 10, S.L.
- 547 SANLÚCAR SOLAR, S.A.
- 548 Santos Pardos Gotor
- 549 Sara Palacio Ochoa
- 550 SENER
- 551 SERPLAN, S.L.
- 552 SERRERÍA IREGUA, S.A.
- 553 SERVIKER 1, S.L.
- 554 SIEROLAM, S.A.
- 555 SINOVA MEDIOAMBIENTAL, S.A.
- 556 SIRIUS SOLAR, S.L.
- 557 SISTEMAS ENERGÉTICOS LA PLANA, S.A.
- 558 SMURFIT KAPPA MENGIBAR, S.A.
- 559 SMURFIT KAPPA NAVARRA, S.A.
- 560 SMURFIT KAPPA NERVIÓN, S.A.
- 561 SNIACE, S.A.
- 562 SOCIEDAD LUCENSE DE ENERGÍA HIDRÁULICA Y EÓLICA, S.L.
- 563 SOGAMA (Sociedade Galega do Medio Ambiente, S.A.)
- 564 SOLAR GLOBAL INVESTMENT PEDROLA 1, S.L.



- 565 SOLAR PROCESSES, S.A.
- 566 SOLAR VALUE CALAVERÓN, S.L.U.
- 567 SOLARIS ALPHA ENERGY INVEST
- 568 SOLARPACK CORPORACIÓN TECNOLÓGICA, S.L.
- 569 SOLUCIA RENOVABLES 1, S.L.
- 570 SOLUTEX GC, S.L.
- 571 SUMINISTROS EÓLICOS, S.L.
- 572 SUNMACH PANELES SOLARES Y MAQUINARIA, S.A.
- 573 Susana Forn Cintas
- 574 TABICESA, S.A.
- 575 TABLEROS LOSAN, S.A.
- 576 TASCUAR, S.L.
- 577 TAULELL, S.L.
- 578 TENERÍAS OMEGA, S.A.
- 579 TEREOS SYRAL
- 580 Teresa González de Aguilar García
- 581 TERMOSOLAR BORGES (Planta Solar IT-01015)
- 582 TIRME, S.A.
- 583 TORRASPAPEL
- 584 TRACTAMENTS DE JUNEDA, S.A.
- 585 TRANSFORMACIÓN DE MATERIA VEGETAL, S.L.U. (TRAMAVE)
- 586 TRATAMIENTOS AMBIENTALES SIERRA DE LA TERCIA, S.A.
- 587 TRATAMIENTOS INDUSTRIALES DE CANTABRIA, S.L.U.
- 588 TRIGENERADORA ALBERDA, S.A.
- 589 TRITURADOS CALCICOS, S.A. (TRICALSA)
- 590 TRITURADOS PUERTO BLANCO, S.L.
- 591 TROIL VEGAS ALTAS, S.C.
- 592 TXURRUKA EGUZKI, S.L.
- 593 UNEF (Asociación Unión Española Fotovoltaica)
- 594 UNIÓN DE EMPRESAS MADERERAS, S.A.
- 595 UNIÓN DE UNIONES DE AGRICULTORES Y GANADEROS
- 596 UNIÓN POR LA BIOMASA
- 597 UNIVERSIDAD DE CÁDIZ
- 598 URBASER, S.A.
- 599 URBILIZA RENOVABLES, S.L.
- 600 URWATT (Asociación de Productores de Energía Hidroeléctrica)
- 601 UTE VALORIZA CADAGUA
- 602 UTE VALORIZA SERVICIOS MEDIO AMBIENTALES, S.A.
- 603 UTRERA FOTOVOLTAICA, S.L.U.
- 604 VALDEMINGÓMEZ 2000, S.A.
- 605 VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE GAS DE VERTEDERO , S.L. (Vertedero Montalbán)
- 606 VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE GAS DE VERTEDERO , S.L. (Vertedero Valsequillo)
- 607 VALPUREN BAÑUELO, S.L.
- 608 VALPUREN COMATUR, S.L.
- 609 Vicente Cuello Lacerda
- 610 Vicente Sanz Solera
- 611 Víctor Díaz-Valeiro Guedán
- 612 Victoria Hortelano y Ángel Rodero
- 613 VISCOFAN, S.A.
- 614 VIVEROS DEVADILLO, S.L.
- 615 VOAJ 7, S.L.

616 XUNTA DE GALICIA  
617 ZABALGARBI, S.A.  
618 ZUIA INGENIERÍA, S.L.  
619 UNESA (ENDESA/IBERDROLA/GAS NATURAL FENOSA/EDP  
HIDROCANTÁBRICO)

---

*A continuación se facilita una síntesis temática del contenido de las más de 600 alegaciones recibidas a la fecha de redacción de este informe; dicha síntesis no puede por supuesto ser exhaustiva y está necesariamente sometida a un cierto grado de subjetividad tanto en la elección de los temas considerados más relevantes, como en la agrupación de los mismos, pasando por la selección de aquellas contribuciones que se han considerado más relevantes o diferenciales por los aspectos tratados.*

---

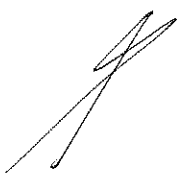
## V.2 Comentarios de índole general

### - Comentarios que trascienden el ámbito energético

Casi todas las alegaciones de asociaciones y gobiernos autonómicos, y buena parte de las de productores individuales, inciden en el negativo impacto que la reducción de la retribución regulada percibida por las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Propuesta tendría sobre distintos sectores productivos, fundamentalmente industriales, en particular de aquellos fuertemente demandantes de calor útil, pero también en los sectores agroganadero, forestal y parte de los servicios (hotelero, grandes superficies, equipamientos colectivos). Se alude también a la necesidad de encontrar formas alternativas de financiar políticas medioambientales para la gestión, tratamiento y valorización de distintos residuos (urbanos, agrícolas, forestales, industriales y ganaderos). Una federación de comunidades de regantes se dice asimismo afectada porque el abastecimiento de agua para regadío está en parte ligado a los acuerdos establecidos con instalaciones mini-hidráulicas, que abonan además cánones de explotación a distintos organismos, entre ellos las propias comunidades de regantes.

### - Comentarios de contenido jurídico

En mayor o menor medida, la práctica totalidad de las alegaciones alude al carácter a su parecer antijurídico y retroactivo, no ya tanto de esta Propuesta en sí, sino del proceso normativo iniciado con el RD-ley 9/2013, la nueva Ley del Sector y el aún proyecto de Real Decreto que la Propuesta desarrolla. El hecho de que se haya tramitado la Propuesta sin que el Real Decreto haya sido publicado aún es también objeto de crítica de forma generalizada, incluso por parte de las administraciones y entes autonómicos y locales. Hay repetidas alegaciones a conflictos con la Carta de la Energía y varias Directivas europeas, la ruptura de los principios de legalidad y confianza legítima, la inconsistencia con la normativa precedente e incluso con derechos y principios recogidos en la propia Constitución Española o el Código Civil (seguridad jurídica, no confiscatoriedad, interdicción de la arbitrariedad, no retroactividad de disposiciones restrictivas de derechos, etc.).



Algunas de las alegaciones recibidas subrayan lo que consideran un uso inapropiado e injustificado de la figura del RD-ley, ya que no quedaría acreditada la concurrencia de una urgente necesidad de promulgar las normas básicas de una reforma que no se concretaría hasta la entrada en vigor de la Propuesta, la cual tendría lugar como pronto habiendo transcurrido ya más de nueve meses desde la publicación del RD-ley.

Otras consideran que una regulación con el impacto pretendido por la Propuesta necesariamente requiere de una norma de rango superior, es decir, un Real Decreto.

Muchas asociaciones y empresas reclaman una definición clara de *"una empresa eficiente y bien gestionada"*, ya que este concepto determinará la

retribución de las plantas y su potencial penalización, en el caso de supuestamente no haber tomado decisiones o gestiones eficientes.

**- Período comprendido entre el RD-ley 14/2013 y la difusión de la Propuesta**

Numerosas alegaciones, en especial de instalaciones térmicas, solicitan que los parámetros ahora propuestos no sean de aplicación, de forma transitoria, en el período comprendido entre la entrada en vigor del RD-ley 14/2013 (mediados de julio de 2013) y la remisión al Consejo Consultivo de la Propuesta, pues de haber podido anticipar el alcance de la misma, habrían adoptado decisiones de gestión diferentes (cambio de combustible, alteración de los turnos de trabajo o suspensión de la producción son las más repetidas).

**- Solicitud de acceso a toda la información de base**

Buena parte de las alegaciones recibidas, entre ellas las de la práctica totalidad de las asociaciones, ha solicitado en sus comentarios tener acceso a toda la documentación y estudios que contengan la información económica y técnica recabada por el MINETUR para soportar los valores propuestos para los distintos parámetros, más allá de la proporcionada en la Memoria y en las fichas del Anexo VIII, así como el detalle de la metodología o metodologías utilizadas para generar las distintas series de parámetros por *familias de IT's*.

Estas alegaciones solicitaron, asimismo, la suspensión del trámite de audiencia hasta que esta información fuera puesta a disposición del Consejo Consultivo, pues en ausencia de la misma consideran la consulta pública parcialmente vacía de contenido, y aducen abre la posibilidad de una potencial determinación arbitraria de aspectos retributivos clave, lo cual las situaría en una situación de indefensión por falta de transparencia.

**- Desconocimiento de criterios específicos de clasificación**

Buena parte de los comentarios inciden en la ausencia de una determinación expresa de los criterios finalmente empleados —de entre los enumerados por el proyecto de RD— a la hora de definir la clasificación por IT's. Frecuentemente se cuestiona la asimetría, por tecnologías, en cuanto al número de instalaciones englobadas por cada IT: en este sentido, hay quejas tanto por sobreabundancia de IT's como, sobre todo, por defecto de las mismas. Se incide en la relativa indefinición en que se mantiene la determinación e identificación de IT's, cuando pasaría a ser un elemento fundamental de la nueva metodología retributiva. Muchas de las quejas por retroactividad inciden en que ésta vendría en buena medida determinada por la aplicación de una determinada clasificación.

En muy distintas tecnologías, aquellas instalaciones de menor tamaño suelen reclamar la definición de estándares específicos que reflejen su casuística y las deseconomías de escala que afrontan, tanto en inversión como en determinados contratos de operación donde existe un coste fijo significativo, así

como el aprovisionamiento de materiales y combustible. Un caso particular de estas son aquellas instalaciones que se identifican como de tipo experimental, o las que son únicas en su especie y, pese a contar en ocasiones con una IT *individual*, entienden que han sido asimiladas retributivamente a instalaciones sustancialmente diferentes que afrontan costes inferiores a los suyos.

#### - Insuficiencia de los parámetros retributivos – Pérdida de retribución

Gran parte de las alegaciones considera infravalorados los ratios de inversión y muchos de los costes de explotación —o bien sobrevalorados los posibles ingresos de explotación distintos de la venta de energía, como pueda ser la venta de calor útil en el caso de las cogeneraciones.

Algunos titulares que adquirieron su instalación mediante contratos *llave en mano* lo adjuntan para acreditar costes de inversión más elevados. Muchos desestiman los ratios empleados como poco realistas, o no representativos de los costes históricos afrontados en su día por los interesados; se citan en ocasiones como referencia estudios o informes publicados entonces. Hay muchos comentarios que solicitan el detalle de los equipos y sistemas tenidos en cuenta en la estimación de la inversión, pues entienden que se ha debido dejar fuera una parte de los mismos. Algunos relacionan este asunto con los criterios de clasificación, pues opinan que determinados IT's agregan instalaciones de características y costes de inversión demasiado dispares.

Centenares de alegaciones aportan su escandallo de costes, indicando que la retribución propuesta resulta insuficiente para cubrirlos, a pesar de que consideran su gestión buena y eficiente, e invitan a comparar dichos costes con los considerados como referencia en su sector. Otros censuran la deliberada exclusión de determinados costes cuya existencia se reconoce pero la Propuesta defiende no deben ser objeto de retribución.

Como corolario de lo anterior, entienden que la posible infravaloración de costes de inversión y explotación deja sin retribución un muy elevado número de instalaciones que con el marco normativo previo contaban todavía con varios años de retribución por delante, inviabilizando económicamente muchas de ellas por un cambio regulatorio sobrevenido que no pudieron prever.

Por el contrario, algunas grandes empresas sin apenas inversiones en las instalaciones objeto de la Propuesta critican el propio concepto de retribución a la operación, que entienden va en contra de la lógica del mercado marginalista, supone la aplicación de subvenciones cruzadas en la compra de calor útil y podría llegar a fomentar tecnologías con emisiones específicas más elevadas que algunas de las tecnologías convencionales más eficientes, y alcanzar un nivel retributivo superior al que correspondería a instalaciones comparables en los sistemas extrapeninsulares, también sujetas a costes reconocidos. Defienden que se suprima la Ro para, en todo caso, repercutirlo en parte por la vía de incrementar la Rinv. Estas mismas empresas consideran además que mediante la Ro se variabilizan artificialmente determinados costes que son en realidad fijos. Critican asimismo que, por la vía del reconocimiento implícito del

impuesto del 7%, se llegue al aparente contrasentido de que instalaciones renovables que no consumen combustible o apenas deberían consumirlo (solares fotovoltaica y termoeléctrica, respectivamente) perciban Ro.

Estas mismas empresas consideran que hay un elevado número de IT's para las que se proponen ratios de inversión superiores al CAPEX promedio histórico observable en esas tipologías.

**- Ausencia de metodología en la determinación del precio de mercado – Periodicidad en su revisión**

Una gran parte de las alegaciones de asociaciones y empresas incide en la no concreción de un método para la fijación del precio de mercado diario e intradiario esperado, cuyo impacto consideran relevante en la determinación de los parámetros retributivos, por más que esté sujeto a revisión y en su caso corrección. Consideran asimismo que, al menos para 2014, los valores propuestos sobreestiman el precio de mercado y, por ende, los ingresos previstos, lo que incide negativamente en el cálculo de la retribución regulada.

Algunas alegaciones —fundamentalmente de instalaciones térmicas— solicitan que la validez de las previsiones se analice en plazos más cortos y acordes con la rápida variación de los precios de los combustibles fósiles (por ejemplo revisiones trimestrales y regularizaciones anuales, en lugar de anuales y trienales, respectivamente); echan en falta también una fórmula objetiva para la incorporación del precio de los combustibles en el cálculo de la retribución a la operación y a la operación extendida. Este comentario alusivo a los combustibles fósiles es también extensivo al precio de los distintos tipos de biomasa —en este último caso se apunta a que se emplee al menos como índice de actualización la inflación, y no sólo un 1%.

**- Ausencia de metodología en la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a retribución**

Con carácter general se critica la falta de descripción de un método que permita inferir la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento anual a partir de las cuales no habría lugar a retribución a la operación. El establecimiento de un límite máximo se percibe como una penalización a las plantas capaces de operar con más alta disponibilidad, a menudo las más modernas y eficientes, o las que disponen de un recurso más abundante y de mejor calidad.

Las centrales que por su tamaño están (o lo estarán una vez aprobado el proyecto de Real Decreto) sujetas a las instrucciones impartidas, en su caso, por el Operador del Sistema, solicitan que esto sea tenido en cuenta a la hora de realizar el cómputo de horas. (Por el contrario, otras grandes empresas sin apenas instalaciones objeto de aplicación de esta propuesta inciden en que se suprima la retribución a la operación durante el tiempo en que el Operador del Sistema imponga una limitación de carga por ejemplo a las cogeneraciones.)

En las plantas cuyo funcionamiento está ligado a otro proceso productivo o de tratamiento o valorización de residuos, biomasa o biogás (típicamente instalaciones térmicas gestionables) esta crítica se liga a la imposibilidad de reducir (o variar) las horas de funcionamiento sin afectar negativamente dicho proceso productivo; también se alega que aun cuando pudieran escalar a la baja tanto la generación como la producción fabril o el volumen de biomasa o de residuos tratados o valorizados, la deseconomía resultante afectaría negativamente al precio unitario del combustible considerado, que habría de ser revisado al alza.

Aun de no atenderse las alegaciones anteriores para los años 2014 y siguientes, los comentarios recibidos consideran del todo imprescindible no aplicar limitaciones horarias a la segunda mitad de 2013, ejercicio que ya había sido cerrado antes de difundirse la Propuesta.

#### - Vida útil regulatoria

Las duraciones propuestas para las vidas útiles regulatorias son ampliamente rechazadas por diversidad de razones. Algunas son consideradas ajenas a la experiencia tecnológica registrada, y consideradas inalcanzables por lo prolongadas salvo amplísimos y periódicos *overhauls* que supondrían una muy significativa reinversión. Aquellas tecnologías que han visto extendida su vida útil se quejan de que se difiere así en el tiempo su corriente de ingresos, cuando la periodificación de sus costes se mantendrá invariable. Otras por el contrario querrían extenderla para igualarla a su período concesional, o poder ajustarla a la duración del contrato de arrendamiento del terreno o inmueble sobre el que se ubica la instalación, o a los compromisos contraídos con industriales, ganaderos o administraciones municipales cuyos residuos son valorizados por sus plantas.

Muchas empresas reclaman una adecuada coordinación entre la normativa eléctrica y la fiscal y contable, de modo que la vida útil regulatorio coincida con los plazos de amortización previstos por la Agencia Tributaria.

Algunas instalaciones que alegan no haber podido alcanzar el nivel de producción esperado en sus primeros años de explotación (debido a su carácter experimental o a dificultades sobrevenidas con los equipos o la disponibilidad del recurso) solicitan una extensión de vida útil o la reclasificación a una IT de fecha de puesta en marcha posterior, coincidente con el inicio de la explotación normal.

Son numerosos los productores y asociaciones de distintas tecnologías que solicitan reemplazar el concepto de «año de puesta en servicio», por el de «año de inicio de percepción de retribución», pues las instalaciones han comenzado a percibir retribución el primer día del mes siguiente a su inscripción en el RAIPRE, fecha que bien podría corresponder al año siguiente al de «puesta en servicio».

#### - Rentabilidad razonable – Bono a 10 años como referencia

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

Más allá de la validez de la utilización de la deuda pública como referencia, las instalaciones más antiguas consideran discriminatorio que se les aplique una referencia estimada a partir de los valores de la última década, cuando en el momento de realizar la inversión asumieron costes financieros significativamente más elevados.

#### **- Impactos fiscales – Actualización de balances**

Más allá de las valoraciones acerca de si el impacto de las reformas incluidas sobre la fiscalidad de la energía han sido suficientemente tenidas en cuenta en la estimación de los costes de explotación, algunas alegaciones señalan que la Ley 16/2012, de 27 de diciembre, permitió la actualización de balances (previo pago de un gravamen); la recuperación de las mayores amortizaciones a futuro se alcanzarían vía la obtención de ahorros fiscales, pero si la aprobación de la Propuesta en sus términos actuales llevara la explotación a pérdidas de forma sostenida, dichos ahorros ya no se producirían.

Alguna planta que trata o valoriza residuos agroganaderos ha sido perceptora de fondos FEDER de la Unión Europea y hacen ver que al disminuirse la retribución a la inversión por el valor de dichas subvenciones, entiende que el Estado vendría obligado a reembolsarlas a la Unión.

### **V.3 Comentarios específicos, por tecnologías**

#### **Cogeneraciones**

Las asociaciones de cogeneradores, centenares de cogeneradores a título individual y las comunidades autónomas, alegan que la aplicación de la Propuesta situaría estas plantas en una situación de pérdida operativa neta, antes de amortizaciones e incluso de costes financieros, lo cual llevaría a detener la cogeneración de forma inmediata allí donde es posible o, en el extremo, suspender la actividad productiva y pasar a situación concursal y, en el caso de multinacionales, deslocalizar la producción.

La práctica totalidad de los cogeneradores protestan por la asunción implícita de rendimientos eléctricos equivalentes (REE) superiores a los legalmente exigibles, tanto en la normativa precedente como en el proyecto de Real Decreto, con el consiguiente impacto en el cálculo de todos los parámetros retributivos, así como por la sobreestimación de los ingresos por venta de calor útil: solicitan que estos ingresos se vinculen al ahorro de energía primaria (PES), calculado a partir del coste de dicha energía primaria (que es a su vez función del precio del gas natural en una mayoría de casos). Arguyen además que la normativa anterior estableció un complemento de eficiencia que premiaba las cogeneraciones que superasen los REE's mínimos exigibles; una vez suprimido dicho complemento consideran injustificable imponer rendimientos superiores.



Todos se quejan también por la imposición de un número máximo de horas equivalentes; los que funcionan en régimen de excedentes, porque haya además un número mínimo que nunca alcanzarían las instalaciones que consuman la práctica totalidad de su producción, y las que estaban en discriminación horaria, porque se les suponga un funcionamiento superior a las apenas 4.000 horas anuales que alcanzan.

En relación con lo anterior, las asociaciones de cogeneradores y los cogeneradores que funcionan en régimen de excedentes señalan que el diseño de la Propuesta parece asumir que todas las plantas producen en régimen de *todo-todo* (compra y venta de la totalidad de la energía eléctrica consumida y generada, respectivamente). Aun cuando pudiera asumirse tal cosa en aras de un mayor estandarización, consideran rechazable que aparentemente se incentive un modo de funcionamiento frente a otro, y que la Propuesta no debe en todo caso impedir el funcionamiento en excedentes por la vía de la imposición de límites de horas equivalentes de funcionamiento.


Las plantas en tri-generación (producción de electricidad y frío o calor) y las que admiten varios combustibles distintos protestan porque el estándar de inversión no toma en consideración sus CAPEX más elevados. Se solicita, asimismo, agilizar las reclasificaciones por cambio de combustible.

Las instalaciones objeto de modificación sustancial reivindican una retribución a la inversión más próxima a las instalaciones nuevas comparables, pues en su día acometieron una inversión superior al 50% de la original. Las asociaciones solicitan de hecho una regulación que promueva el desarrollo de modificaciones sustanciales, necesarias a su juicio para adaptarse a la demanda cambiante de las industrias y servicios que utilizan su energía, y en particular que fomente la pequeña y la micro-cogeneración, fuertemente orientadas hacia el autoconsumo.

Numerosos cogeneradores solicitan asimismo que para las instalaciones de la categoría a), y en particular para las que no perciben retribución a la inversión, se supriman los límites inferiores y superiores establecidos para la estimación de los precios de mercado, o bien al menos se *estrechen* significativamente. Las instalaciones de más de 50 MW solicitan que su vida útil regulatoria se equipare a las de las instalaciones menores.

### **Residuos**

---



Los titulares y asociaciones de plantas de valorización energética de residuos, junto con varios ayuntamientos, entes públicos y comunidades autónomas, reclaman que si la Propuesta asume un coste de combustible nulo, consecuentemente asuma también ingresos nulos por la venta de calor útil. Insisten en que la fuerte reducción de la retribución supone una ruptura del equilibrio económico de estos proyectos.

Aquellas que utilizan lecho fluidificado consideran que se les aplican los costes (más bajos) de las más frecuentes instalaciones de parrilla.

### ***Tratamiento de residuos – Lodos, purines, otros residuos***

---

Los productores de este grupo (que engloba sociedades públicas dependientes de ayuntamientos y comunidades autónomas) reclaman un tratamiento retributivo específico mediante el establecimiento de instalaciones tipo diferenciadas, pues alegan afrontar costes operativos superiores a los que se les atribuyen, y que se les reconozca el derecho a la percepción de retribución a la operación extendida.

Al igual que las plantas de valorización energética de residuos, inciden en el carácter de servicio público o subsidiario de la actividad agro-ganadera, la importancia de la continuidad en la prestación del mismo y la necesidad de cumplir con objetivos medioambientales y de salubridad pública por parte tanto de las Administraciones como de las empresas que explotan las distintas concesiones afectadas. Algunas de estas sociedades arguyen en este sentido que en la suya no es una actividad libre en sentido estricto, sino fuertemente condicionada por la necesidad de atender distintos imperativos legales ajenos a la normativa eléctrica.

Todas estas plantas rechazan su asimilación desde el punto de vista retributivo a las plantas de cogeneración, e insisten en que los supuestos ingresos por venta de calor útil deben ser considerados en todo caso como un ahorro o coste evitado en el proceso de tratamiento de los residuos. En cuanto a los costes de operación, consideran que son demostrablemente superiores, bien por presentar mayores autoconsumos, bien por requerir un mantenimiento y niveles de utilización más exigentes.

Las plantas de purines se sienten discriminadas respecto a las restantes tecnologías de tratamiento de residuos, por entender que el impacto económico es desproporcionado, al perder aprox. más de la mitad de los ingresos que venían percibiendo.

### ***Biomasa***

---

Las asociaciones que aglutinan las plantas de esta tecnología, así como numerosos productores rechazan la vinculación del rendimiento asumido a la antigüedad de la planta; aun cuando a igualdad de tamaño las plantas más modernas puedan ser con carácter general más eficientes, consideran que el *tamaño* de la planta tiene una influencia mucho más relevante en su eficiencia, pues las instalaciones menores afrontan significativas deseconomías de escala, lo cual debería verse reflejado en el oportuno establecimiento de categorías adicionales por rangos de potencia. Indican también que la Propuesta parece asumir por lo general PCIs (Poderes Caloríficos Inferiores) de entre los más altos del rango propuesto, lo cual consideran sólo alcanzable

en determinadas condiciones (por ejemplo, en verano, cuando el contenido de humedad de la biomasa es menor).

Estos productores apuntan asimismo que el reducido número de instalaciones alimentadas con cultivos energéticos hace que el estándar adoptado no recoja sus especificidades, que considerar merecerían un tratamiento diferencial, por los mayores costes que asumen en comparación con las que aprovechan residuos forestales (también se teme, el efecto negativo que la paralización de determinadas explotaciones pudiera tener en la prevención de incendios y en la fijación de población rural dispersa). Hay también algunas instalaciones con lecho fluidificado, con un coste de inversión superior, que sienten negativamente discriminadas.

Además de alegar que tanto los ratios de inversión como los costes de explotación estarían infravalorados (en particular el coste de la biomasa), estos productores señalan que frecuentemente sus contratos de aprovisionamiento están ligados a cláusulas "take or pay" que se extienden a muy largo plazo, lo cual dificultaría su renegociación a la baja para hacer frente a la reducción de ingresos que supone la Propuesta. También por razón de dicha estructura de aprovisionamiento de combustibles solicitan la aprobación de un régimen transitorio de 12 meses o cuando menos hasta 01/01/2015 que les permita adaptarse a la nueva situación; en el caso particular de las instalaciones que gestionan alperujo se solicita tener en cuenta la imposibilidad de introducir cambios operativos a mitad de campaña del sector olivarero.

Los productores a partir de biomasa solicitan también el establecimiento de un precio "suelo" de venta, que proponen hacer igual al límite inferior más bajo de los dos previstos. Proponen también que se mejore la precisión del cálculo de la Ro de las instalaciones híbridas facilitando mensualmente los porcentajes de hibridación, previniendo así desfases de caja por el diferente valor de distintos combustibles.

Muchas de las plantas de biomasa, que funcionan en régimen de excedentes, hacen las mismas consideraciones que los cogeneradores en la misma situación en relación con el establecimiento de unas horas equivalentes mínimas de funcionamiento, rechazando asimismo la fijación de unos porcentajes mínimos trimestrales.

### **Licores negros (celulosa – papeleras)**

Junto con las alegaciones comunes a las restantes instalaciones térmicas gestionables y las compartidas con otras instalaciones de tratamiento de residuos, toda esta industria reclama la consideración del licor negro como biomasa (celulosa), por tratarse de un producto biodegradable, que es parte de la madera, y que se reconozca una Ro no nula que compense al menos la diferencia entre la fracción de coste de combustible, que aseguran no es nulo, y los ingresos por venta de vapor. Lo contrario, consideran llevaría al contrasentido de primar relativamente más la cogeneración a partir de combustibles fósiles importados que la de combustibles renovables autóctonos.

## **Biogás**

---

Las instalaciones que aprovechan gas de vertedero reclaman que la vida útil regulatoria propuesta es inalcanzable para ellas, por agotamiento físico del gas explotable en un plazo mucho más corto. Como en otros subsectores, también aquí se reclama una diferenciación por rangos de potencia, así como la eliminación de las horas de funcionamiento máximas y mínimas, o bien su determinación de forma específica para cada tipo de instalación.

También consideran que no se han tenido en cuenta al parecer en el cálculo de la Rinv inversiones recurrentes necesarias cada 8 ó 9 años (a consecuencia del mayor desgaste que para los equipos supondría el quemado de biogás frente al de gas natural), como tampoco, en su caso, las necesarias para la clausura y desgasificación del vertedero. En todo caso, consideran que la vida útil no podría ir nunca más allá de los 15 años contemplados por la normativa anterior.

Estos productores señalan que los valores de Ro propuestos para instalaciones de aprovechamiento de biogás agroindustrial están por debajo de los ofrecidos como referencia en estudios oficiales previos, y que en el caso del biogás obtenido a partir de purines en sistemas de co-digestión, debería tenerse en cuenta la cantidad de purines tratada e incrementar la Ro de forma que se compense la subvención detraída de la Rinv de la instalación asociada.

Se echa en falta el reconocimiento de la hibridación entre b.7.1 y b.7.2 (explotación conjunta de biogás de vertedero junto con biogás de digestión anaerobia en una misma instalación) de forma análoga a lo previsto para la biomasa entre los grupos b.6 y b.8.

## **Eólica**

---

El sector eólico, junto con varias comunidades autónomas, es quizá el que más insiste en la necesidad de establecer subgrupos que permitan identificar IT's en función de determinadas características objetivas (tamaño, rango de horas equivalentes, ubicación), más allá de separar meramente por año de puesta en marcha; considera que existe una dispersión significativa en OPEX y, sobre todo, CAPEX que la Propuesta no capta. Consideran que se comete aquí un claro agravio comparativo con respecto a otras tecnologías.

Diversas asociaciones y productores eólicos inciden en que la evolución observada en los ratios de inversión facilitados no guarda relación con el incremento de los precios de las principales materias primas (hierro, cobre y acero) relevantes para su sector. Tampoco consideran soportada la evolución de los costes de operación con un incremento de sólo el 1% anual, y se aportan diversos análisis para rebatirla.

Muchos eólicos insisten en solicitar (pese a lo indicado por la propia Propuesta y la normativa de rango superior) el reconocimiento expreso mediante la retribución específica de tasas, cánones e imposiciones de la Administración local y autonómica, cuya aplicación se ha generalizado y consideran muy gravosas, en particular en el presente contexto regulatorio.

Varios productores eólicos consideran injustificada la reducción de los costes operativos reconocidos para las instalaciones con puesta en marcha en 2008 y anteriores.

Los comentarios generales relacionados con la estimación del precio de mercado son más relevantes para la eólica por tratarse de la tecnología que percibe una retribución total más próxima al mismo.

Los productores eólicos con presencia en sistemas extrapeninsulares (en particular en Canarias) reclaman el reconocimiento de unos costes superiores tanto de inversión como de operación, por razón de sobrecostes de logística, menor stockaje, deseconomías de escala y menor presión competitiva en la prestación de servicios de mantenimiento, mayor coste de los terrenos, efecto (en su caso) de doble insularidad, etc.

### ***Solar fotovoltaica***

---

Las asociaciones solares fotovoltaicas, varias comunidades autónomas y centenares de pequeños productores alegan que la clasificación contemplada por la Propuesta asume que las instalaciones (por lo general de menos de 100 kW) que forman parte de grandes huertos fotovoltaicos se benefician de economías de escala que aseguran no disfrutaron ni en el momento de la inversión ni, en buena medida, tampoco en el transcurso de la explotación. La asimilación desde el punto de vista retributivo a las instalaciones de mayor tamaño supondría una reducción tan acusada de sus ingresos que muchos dicen su economía familiar no podría soportar, poniéndoles en situación de perder la instalación e incluso otros bienes (en ocasiones, la vivienda, cuando fue aportada como aval).

Hay un número considerable de titulares de instalaciones solares fotovoltaicas de entre 5 y 100 kW con seguimiento a dos ejes que se manifiestan indignados por el agravio comparativo que a su entender supone que la instalación tipo comparable con seguimiento a un solo eje perciba una retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ) superior, cuando las instalaciones con doble seguimiento son más costosas<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> A este respecto, cabe señalar que las alegaciones parecen asumir que el parámetro  $R_{inv}$  sea el resultado de dividir el coste de inversión entre la vida útil regulatoria, cuando en realidad su formulación es compleja y en ella tiene considerable importancia la estimación de los ingresos pasados y futuros. Una instalación con seguimiento a doble eje tiene una producción y por lo tanto unos ingresos más elevados que otra instalación comparable con seguimiento simple; en función de la edad de las instalaciones comparadas, es posible que la estimación de

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

Un productor con varias instalaciones de esta tecnología reclama la subdivisión de IT's en función del tipo de seguimiento a un eje (azimutal, horizontal o polar); alega que el estándar parece asumir seguimiento horizontal, más frecuente pero también con un coste de inversión inferior.

Hay productores solares fotovoltaicos que consideran que el coeficiente del 15% de sobre-instalación (potencia pico vs. potencia instalada) les perjudica porque ellos instalaron (y pagaron) todavía más potencia.

Varias alegaciones opinan que la metodología retributiva propuesta es injusta porque trata de forma desigual instalaciones comparables —por ejemplo en función del tamaño de la agrupación en la que se encuentren incluidas—, o bien trata por igual instalaciones distintas —al retribuir fundamentalmente la inversión en lugar de la producción, penalizando así a las más eficientes—.

Algunos titulares rechazan con carácter general la clasificación adoptada, por considerarla ilógica. No comprenden por ejemplo que para instalaciones tipo (IT's) correspondientes a una misma tecnología, tamaño, etc. sólo distinguibles por su año de puesta en marcha, se consideren horas de funcionamiento distintas.

### ***Solar termoeléctrica***

---

La asociación y los productores solares termoeléctricos, así como algunas comunidades autónomas solicitan con carácter general la revisión al alza de sus ratios de inversión y de los costes de operación estimados; aportan diversos informes auditados para acreditar dichos costes.

El titular de una de estas instalaciones hibridada con biomasa solicita que en su caso el precio de mercado sea corregido por una ponderación de los coeficientes de apuntamiento correspondientes a sendas tecnologías.

En relación con la aplicación de porcentajes trimestrales al límite inferior de funcionamiento, se hace ver por motivos obvios esta tecnología tiene más dificultades para producir en el primer trimestre, estando su producción concentrada en el verano. Por lo tanto, esta imposición podría llevar a estas plantas a quemar más gas del previsto (o incluso del permitido), sólo para mantener el apoyo económico, lo cual parece ilógico.

### ***Hidráulica***

---

Las asociaciones y confederaciones de productores hidráulicos, varias comunidades autónomas, así como numerosos pequeños productores y algunas grandes compañías y ayuntamientos que son titulares de este tipo de instalaciones, coinciden en solicitar una más detallada clasificación en esta

---

esos mayores ingresos más que compense el también mayor coste de inversión, arrojando un Rinv menor.

*Informe sobre la Propuesta Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*

tecnología, que distinga instalaciones fluyentes y de pie de presa también en el caso de las plantas de mayor tamaño (analizando si la totalidad de las instalaciones fueron o no construidas exclusivamente para el aprovechamiento hidroeléctrico) y una mayor segmentación por rangos de potencia instalada. Se destaca también que existen plantas con presa propiedad del titular de la instalación (en particular aquellas identificadas por la normativa hidráulica como "gran presa").

Reclaman también la revisión al alza de los ratios de inversión y de operación, para recoger costes específicos como la dotación a fondos de reversión (que permitan devolver el entorno de las centrales a su estado original tras el período concesional) o el pago de cánones de explotación. Consideran también que el impacto sobre el volumen de producción y los costes de explotación de la imposición de nuevos caudales ecológicos no habría sido tenido en cuenta.

Las asociaciones inciden en que la Propuesta no distingue (por ejemplo mediante un factor de apuntamiento específico) que las instalaciones fluyentes están legalmente obligadas a turbinar sólo mientras exista recurso concedido utilizable, lo cual impide gestionar la producción en función de los precios del mercado. El hecho de que los picos de producción mini-hidráulica coincidan con períodos de menores precios de mercado dificultaría aún más la recuperación de la inversión para las plantas aún no amortizadas pero para las que la Propuesta no contempla ya retribución específica alguna.

Una empresa plantea distinguir horas equivalentes de funcionamiento por cuencas hidrográficas. Algunos ayuntamientos apuntan que el límite mínimo de horas debiera revisarse y detallarse por zonas en función de los índices pluviométricos publicados por la Agencia Estatal de Meteorología.

