

**EVALUACIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO  
CORRESPONDIENTE AL PERIODO 2014-2020**

**Expediente núm. INF/DE/037/21**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidente**

D. Ángel Torres Torres

**Consejeros**

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

**Secretario**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a **XX de XXX** de 2021

Vista la solicitud formulada por la Secretaría de Estado de Energía con el objeto de que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) realice la evaluación del régimen retributivo específico correspondiente al periodo 2014-2020, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de las funciones que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5 y 7, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

**1. ANTECEDENTES.**

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RD 413/2014), que desarrolla el régimen retributivo específico previsto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), fue objeto de evaluación por la Comisión Europea, para verificar el cumplimiento de las normas sobre ayudas de Estado de la Unión Europea (UE) y, en particular, de las Directrices de la Comisión Europea sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020<sup>1</sup>, mediante su Decisión C(2017) 7384 de 10 de noviembre de 2017.

<sup>1</sup> Estas Directrices son objeto de la Comunicación de la Comisión (2014/C 200/01), publicada en el «DOUE» con fecha 28 de junio de 2014.

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-Z-2014-70030>

La Comisión Europea llegó a la conclusión de que dicho régimen contribuiría al aumento del porcentaje de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, de conformidad con los objetivos medioambientales de la UE, así como reduciría al mínimo el falseamiento de la competencia causado por las ayudas estatales, y reconoció la compatibilidad del régimen retributivo específico dictado en el RD 413/2014 con el Mercado Interior, en el sentido del art. 107.3(c) del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), conforme al esquema de ayudas notificado SA.40348 (2015/NN) — *Spain Support for electricity generation from renewable energy sources, cogeneration and waste*.

No obstante lo anterior, el apartado 3.6 de la citada Decisión de 10 de noviembre de 2017 establece que el régimen retributivo específico debe ser sometido a una evaluación periódica y que los resultados de la misma deben presentarse ante la Comisión Europea, conforme al Plan de Evaluación notificado por España junto con el sistema de apoyo, el cual tiene en cuenta la metodología establecida en el documento de 28 de mayo de 2014 de la Comisión Europea sobre la Metodología común para la evaluación de ayudas de Estado.

Con fecha 4 de marzo de 2021 se recibe en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) escrito de la Secretaria de Estado de Energía solicitando a este organismo la elaboración del informe de evaluación del régimen retributivo específico correspondiente al periodo 2014-2020. De acuerdo con lo previsto en el apartado 8 del citado Plan de Evaluación, el informe podría ser elaborado bien por un evaluador externo independiente mediante un procedimiento abierto de licitación o bien mediante la designación como organismo evaluador de la CNMC, quien, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 de la Ley 3/2013, de 4 de julio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, está dotada de personalidad jurídica propia y plena capacidad pública y privada y actúa, en el desarrollo de su actividad y para el cumplimiento de sus fines, con autonomía orgánica y funcional y plena independencia del Gobierno, de las Administraciones Públicas y de los agentes del mercado.

Por otra parte, con el objeto de poder elaborar determinados indicadores incluidos en el Plan de Evaluación, la CNMC solicitó mediante escrito de fecha 26 de abril de 2021 a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) la remisión de datos de los registros de régimen retributivo específico en estado de preasignación (PREFO), registro de régimen retributivo específico en estado de explotación (ERIDE) y registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPRE) necesarios para la elaboración del informe. Con fecha 18 de mayo de 2021 la DGPEyM remite a la CNMC escrito de contestación con la información obrante en los mencionados registros cuya llevanza es de su competencia, para su análisis conforme a los indicadores y preguntas incluidas en el Plan de Evaluación, así como una nota metodológica para la correcta interpretación de los datos remitidos.

En cumplimiento de lo establecido en el apartado 82 de la Decisión C(2017) 7384 de 10 de noviembre de 2017 y del apartado 9.2. del Plan de Evaluación, con fecha 24 de junio de 2021, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC acordó abrir trámite de audiencia e información pública a través de su página web por un plazo de veinte días hábiles, en relación con el Informe de evaluación del régimen retributivo específico correspondiente al período 2014-2020.

## **2. PLAN DE EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y COGENERACIÓN EN ESPAÑA.**

Como se ha expuesto, el Plan de Evaluación notificado junto con el sistema de apoyo tiene en cuenta la metodología establecida en el documento de 28 de mayo de 2014 de la Comisión Europea sobre la Metodología común para la evaluación de ayudas de Estado, y da cumplimiento al mandato de evaluación periódica establecido en el apartado 3.6 de la Decisión C (2017) 7384. Se basa en la elaboración de un cuestionario con una serie de indicadores estadísticos, cualitativos y cuantitativos, que tienen por objeto determinar si se están cumpliendo los objetivos del régimen retributivo regulado en el RD 413/2014 que fuera aprobado por la Comisión Europea.

El Plan de Evaluación prevé en primer lugar analizar si con el mencionado marco normativo se está consiguiendo que se construyan más instalaciones a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y, por tanto, se genere más electricidad a partir de fuentes renovables, que en el escenario sin la existencia de la medida. En segundo lugar, se deben analizar los efectos indirectos que pudieran derivarse del régimen retributivo específico, para así garantizar que los posibles efectos negativos sean inferiores a los positivos en cuanto a la contribución al objetivo de interés común que se pretende conseguir.

En el apartado 2.1 del Plan de Evaluación se expone el mecanismo de ayuda establecido en el RD 413/2014 que, conforme al artículo 14.7.a) de la LSE, «*será compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 [de la propia LSE] y estará limitado, en todo caso, a los objetivos de potencia que se establezcan en el documento de planificación energética en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia.*»

Cabe señalar que el RD 413/2014 establece la metodología del régimen retributivo específico aplicable, de una parte, a las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos que ya estaban en funcionamiento (la gran mayoría del total), así como, de otra parte, a las instalaciones que se incorporen a futuro mediante procedimientos de concurrencia competitiva que determinen la cuantía del mismo.

Los indicadores a analizar se centran en evaluar el impacto de las instalaciones retribuidas al amparo del desarrollo normativo del RD 413/2014 mediante, entre otras, las órdenes siguientes:

- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares
- Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan 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, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017
- Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.
- Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.
- Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan 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, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.

En el Anexo a este documento se responde al cuestionario formulado en el Plan de Evaluación estructurado en cuatro bloques de respuestas: 1. Preguntas generales sobre los resultados de la ayuda; 2. Preguntas relacionadas con el impacto directo de la ayuda; 3. Preguntas relacionadas con su impacto indirecto

y, finalmente, 4. Preguntas relacionadas con la proporcionalidad y la idoneidad del régimen de ayudas.

En el Anexo se proporcionan con carácter general los indicadores señalados en el plan, tanto en la metodología como en las fuentes de datos propuestos, justificándose en su caso la sustitución por otros indicadores u orígenes de datos alternativos y equivalentes.

### 3. CONCLUSIONES DEL INFORME DE EVALUACIÓN.

Cabe señalar que el mecanismo retributivo establecido en el RD 413/2014 aplica fundamentalmente a instalaciones ya existentes *antes* de la entrada en vigor del mismo, si bien esta normativa es asimismo de aplicación para un comparativamente pequeño número de instalaciones con puesta en servicio posterior a ese momento, bien porque estaban englobadas en determinados regímenes transitorios reglamentariamente previstos, bien porque fueran adjudicatarias de las subastas convocadas en 2016 y 2017. Por ello se considera que el impacto de este modelo retributivo, de la manera que se prevé en el Plan, se debe evaluar teniendo en cuenta esta perspectiva.

Conforme a lo anteriormente expuesto, y a la vista de los indicadores elaborados y expuestos en el Anexo a este informe, esta Sala de Supervisión Regulatoria concluye que los efectos positivos introducidos a lo largo del periodo 2014-2020 por el mecanismo retributivo establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, superan los negativos.

En efecto, el impacto económico que sobre los costes del conjunto del sector eléctrico ha tenido la retribución específica percibida por las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación con posterioridad a su entrada en vigor es pequeño (*nulo* por el momento, en el caso de las plantas adjudicatarias de las subastas celebradas en 2016 y 2017, que han registrado además un índice de realización elevado), y representa una potencia instalada de menos de 6.500 MW respecto a los casi 49.000 MW del total de instalaciones beneficiarias. En términos de inversiones en infraestructuras incluidas en planificación, ha supuesto menos del 10% de la inversión ejecutada durante el periodo analizado (pues la evacuación deben asumirla íntegramente los promotores). Asimismo, el volumen de energía movilizadora en los mercados de servicios auxiliares del sistema se ha mantenido estable durante el periodo analizado.

De otro lado, su aportación positiva es apreciable en términos de avance en el cumplimiento de los objetivos vinculantes de energía primaria cubierta a partir de energías renovables, pues han contribuido a llevar por encima del 40% el porcentaje de demanda eléctrica en barras de central cubierto con estas fuentes de energía, a la reducción del precio del mercado mayorista (expresada mediante una correlación negativa de este con la generación renovable), y al

ahorro en la compra de derechos de emisión (por hasta 20 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales).

Por otra parte, no resulta sencillo hacer un análisis homogéneo a lo largo del periodo en cuanto al carácter decisorio de este marco retributivo a la hora de incentivar el despliegue de nuevas instalaciones más rápidamente o por encima de los objetivos de referencia trazados. El carácter singular de cada una de las tres subastas celebradas arroja resultados desiguales en unos y otros ejercicios: el año en que habían de entrar en servicio los adjudicatarios de un determinado proceso concurrencial, el impacto es claro; cuando no es el caso, la continuidad es la tónica. Esto es coherente con la recomendación, reiterada por este Consejo, de establecer con suficiente antelación calendarios que definan fechas y contingentes aproximados para las subastas con varios años de antelación, recomendación que ha sido atendida con el recientemente desarrollado Régimen Económico de Energías Renovables, que supera el marco retributivo regulado expuesto por este informe.

Madrid, XX de XXX de 2021.

TRÁMITE DE AUDIENCIA

**ANEXO**

**INDICADORES DEL PLAN DE EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS  
DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y COGENERACIÓN  
EN ESPAÑA.**

TRÁMITE DE AUDIENCIA

**A. PREGUNTAS GENERALES SOBRE LOS RESULTADOS DE LA AYUDA.**

**1) ¿Cuál es el importe anual de las ayudas concedidas por tecnología?  
Evolución antes y después del nuevo régimen.**

AÑO	TECNOLOGIA	Retribución Específica (miles €) (a)	Retribución Específica por energía generada (€/MWh) (b)	Retribución específica por unidad de potencia instalada (mil€/MW) (c)
2020	<b>COGENERACIÓN</b>	748.432	32,68	133,36
	<b>SOLAR FV</b>	2.408.422	317,54	244,85
	<b>SOLAR TE</b>	1.244.351	274,15	541,16
	<b>EÓLICA</b>	1.221.590	35,16	46,27
	<b>HIDRÁULICA</b>	67.432	29,49	31,44
	<b>BIOMASA</b>	299.974	73,39	312,66
	<b>RESIDUOS</b>	92.311	39,52	125,10
	<b>TRAT.RESIDUOS</b>	221.529	60,54	354,22
	<b>OTRAS TECN. RENOVABLES</b>	1.171	45,92	244,11
<b>Total 2020</b>		<b>6.305.212</b>	<b>76,74</b>	<b>129,68</b>
2019	<b>COGENERACIÓN</b>	1.316.579	50,02	234,60
	<b>SOLAR FV</b>	2.465.100	302,21	307,74
	<b>SOLAR TE</b>	1.285.729	249,02	559,15
	<b>EÓLICA</b>	1.431.667	36,66	58,72
	<b>HIDRÁULICA</b>	79.495	36,19	37,07
	<b>BIOMASA</b>	312.506	87,31	364,22
	<b>RESIDUOS</b>	115.743	40,64	156,86
	<b>TRAT.RESIDUOS</b>	227.500	74,57	363,77
	<b>OTRAS TECN. RENOVABLES</b>	1.102	58,63	229,77
<b>Total 2019</b>		<b>7.235.419</b>	<b>80,05</b>	<b>161,97</b>
2018	<b>COGENERACIÓN</b>	1.227.069	46,88	218,65
	<b>SOLAR FV</b>	2.469.580	320,31	525,48
	<b>SOLAR TE</b>	1.278.844	289,06	556,16
	<b>EÓLICA</b>	1.429.879	39,48	61,77
	<b>HIDRÁULICA</b>	95.365	32,40	45,45
	<b>BIOMASA</b>	307.647	86,61	404,67
	<b>RESIDUOS</b>	120.221	39,08	162,93
	<b>TRAT.RESIDUOS</b>	175.434	67,94	280,51



AÑO	TECNOLOGIA	Retribución Específica (miles €) (a)	Retribución Específica por energía generada (€/MWh) (b)	Retribución específica por unidad de potencia instalada (mil€/MW) (c)
	<b>OTRAS TECN. RENOVABLES</b>	185	711,74	38,61
<b>Total 2018</b>		<b>7.104.223</b>	<b>81,96</b>	<b>177,66</b>
2017	<b>COGENERACIÓN</b>	1.182.792	46,35	208,83
	<b>SOLAR FV</b>	2.502.702	300,08	535,16
	<b>SOLAR TE</b>	1.320.763	246,98	574,39
	<b>EÓLICA</b>	1.472.965	41,89	63,79
	<b>HIDRÁULICA</b>	82.522	48,84	39,18
	<b>BIOMASA</b>	309.746	86,11	413,80
	<b>RESIDUOS</b>	121.813	38,03	165,08
	<b>TRAT.RESIDUOS</b>	164.846	68,14	263,59
	<b>OTRAS TECN. RENOVABLES</b>	182	783,76	38,04
<b>Total 2017</b>		<b>7.158.332</b>	<b>83,94</b>	<b>179,16</b>
2016	<b>COGENERACIÓN</b>	891.133	37,17	156,49
	<b>SOLAR FV</b>	2.440.739	308,05	522,37
	<b>SOLAR TE</b>	1.276.271	251,68	555,04
	<b>EÓLICA</b>	1.254.654	35,88	54,40
	<b>HIDRÁULICA</b>	85.017	33,03	40,37
	<b>BIOMASA</b>	277.786	81,64	371,11
	<b>RESIDUOS</b>	104.706	33,35	140,97
	<b>TRAT.RESIDUOS</b>	99.215	60,71	158,64
	<b>OTRAS TECN. RENOVABLES</b>	233	1.327,44	48,48
<b>Total 2016</b>		<b>6.429.754</b>	<b>77,76</b>	<b>160,92</b>
2015	<b>COGENERACIÓN</b>	1.145.071	50,00	201,08
	<b>SOLAR FV</b>	2.439.347	297,98	522,86
	<b>SOLAR TE</b>	1.273.715	250,49	553,93
	<b>EÓLICA</b>	1.253.734	36,07	54,51
	<b>HIDRÁULICA</b>	81.848	34,00	38,91
	<b>BIOMASA</b>	275.518	80,06	369,06
	<b>RESIDUOS</b>	105.057	31,94	141,44
	<b>TRAT.RESIDUOS</b>	125.823	83,36	201,19
	<b>OTRAS TECN. RENOVABLES</b>	379	74,09	79,02
<b>Total 2015</b>		<b>6.700.491</b>	<b>82,13</b>	<b>168,01</b>
2014	<b>COGENERACIÓN</b>	1.094.849	51,77	194,65
	<b>SOLAR FV</b>	2.444.682	299,70	525,16
	<b>SOLAR TE</b>	1.239.396	250,64	539,00

AÑO	TECNOLOGIA	Retribución Específica (miles €) (a)	Retribución Específica por energía generada (€/MWh) (b)	Retribución específica por unidad de potencia instalada (mil€/MW) (c)
	EÓLICA	1.253.749	33,37	54,55
	HIDRÁULICA	84.253	26,78	40,27
	BIOMASA	270.230	78,93	365,78
	RESIDUOS	108.522	33,59	146,11
	TRAT.RESIDUOS	153.133	88,65	244,86
	OTRAS TECN. RENOVABLES	1.074	2.816,32	223,98
<b>Total 2014</b>		<b>6.649.888</b>	<b>79,78</b>	<b>167,22</b>

Tabla 1.1 Evolución años 2014-2020. Régimen Retributivo específico bajo el RD 413/2014<sup>2</sup>

Fuente: Liquidaciones régimen retributivo específico- CNMC

AÑO	TECNOLOGIA	Retribución Específica (miles €) (a)	Retribución Específica por energía generada (€/MWh) (b)	Retribución específica por unidad de potencia instalada (mil€/MW) (c)
2013	COGENERACIÓN	1.674.770	67,31	281,05
	SOLAR FV	2.889.113	350,22	623,00
	SOLAR TE	1.120.746	259,08	487,38
	EÓLICA	2.125.444	44,39	92,41
	HIDRÁULICA	257.754	45,21	123,29
	BIOMASA	335.801	83,08	479,03
	RESIDUOS	111.322	35,10	147,57
	TRAT.RESIDUOS	384.588	86,53	611,98
	OTRAS TECN. RENOVABLES	115	411,98	24,02
<b>Total 2013</b>		<b>8.899.652</b>	<b>86,66</b>	<b>222,07</b>
2012	COGENERACIÓN	1.872.447	69,65	309,64
	SOLAR FV	2.470.212	388,71	547,70
	SOLAR TE	910.907	270,19	467,13
	EÓLICA	2.054.875	42,54	90,80
	HIDRÁULICA	187.866	40,63	92,43
	BIOMASA	338.075	84,47	417,31

<sup>2</sup> Los importes indicados se corresponden con el régimen retributivo específico aplicable a todas las instalaciones incluidas en el RD 413/2014, es decir aquellas que fueron reclasificadas provenientes del RD 661/2007 y del RD 1578/2008, así como aquellas que fueron inscritas con posterioridad a la entrada en vigor del mencionado RD 413/2014.

AÑO	TECNOLOGIA	Retribución Específica (miles €) (a)	Retribución Específica por energía generada (€/MWh) (b)	Retribución específica por unidad de potencia instalada (mil€/MW) (c)
	RESIDUOS	102.011	33,74	160,86
	TRAT.RESIDUOS	469.018	104,18	718,38
	OTRAS TECN. RENOVABLES	4	33,05	13,87
<b>Total 2012</b>		<b>8.405.416</b>	<b>83,17</b>	<b>214,05</b>
2011	COGENERACIÓN	1.438.930	57,38	235,16
	SOLAR FV	2.287.260	390,92	538,58
	SOLAR TE	426.901	240,60	427,49
	EÓLICA	1.710.775	40,88	81,22
	HIDRÁULICA	206.025	39,09	101,22
	BIOMASA	281.809	75,47	368,39
	RESIDUOS	92.943	31,32	155,25
	TRAT.RESIDUOS	364.437	82,58	558,20
OTRAS TECN. RENOVABLES	0	0,02	0,01	
<b>Total 2011</b>		<b>6.809.080</b>	<b>74,88</b>	<b>186,65</b>
2010	COGENERACIÓN	1.335.803	56,29	222
	SOLAR FV	2.656.291	414,71	692
	SOLAR TE	184.319	266,53	346
	EÓLICA	1.960.011	45,42	99
	HIDRÁULICA	297.097	43,99	146
	BIOMASA	243.422	77,48	343
	RESIDUOS	93.194	29,81	149
	TRAT.RESIDUOS	355.855	83,05	541
<b>Total 2010</b>		<b>7.125.991</b>	<b>78,06</b>	<b>208,95</b>
2009	COGENERACIÓN	1.048.316	47,57	177
	SOLAR	2.634.262	424,63	726
	EÓLICA	1.621.278	42,36	86
	HIDRÁULICA	234.012	42,99	116
	BIOMASA	224.587	74,25	335
	RESIDUOS	87.966	30,05	150
	TRAT.RESIDUOS	325.537	82,93	495
<b>Total 2009</b>		<b>6.175.959</b>	<b>75,47</b>	<b>191,03</b>

Tabla 1.2 Evolución años 2009-2013. Régimen económico previo al RD 413/2014

Fuente: Liquidaciones Régimen retributivo específico- CNMC previo a la entrada en vigor del RD 413/2014

## 2) ¿Cuántas instalaciones se han beneficiado de las ayudas por tecnología?

AÑO/nº CILes	COGEN. ERACIÓN	SOLAR FV	SOLAR TE	EÓLICA	HIDRÁULICA	BIOMASA	RESIDUOS	TRAT. RESIDUOS	OTRAS TECN. RENOVABLES
2020	983	61.518	51	1.515	1.098	230	37	51	2
2019	983	61.460	51	1.434	1.097	227	37	51	2
2018	983	61.355	51	1.377	1.094	222	37	51	2
2017	983	61.321	51	1.365	1.095	219	37	51	2
2016	986	61.259	51	1.362	1.094	219	37	51	2
2015	986	61.195	51	1.357	1.093	216	37	51	2
2014	953	61.029	51	1.355	1.086	206	37	51	2

Tabla 2. Número acumulado de instalaciones a las que se ha otorgado régimen retributivo específico. Evolución 2014-2020.<sup>3</sup>

Fuente: Base de datos de liquidaciones de Régimen Retributivo específico CNMC

## 3) ¿Cuánta potencia se ha beneficiado de las ayudas por tecnología?

TECNOLOGIA/ AÑO	COGEN.	SOLAR FV	SOLAR TE	EÓLICA	HIDRÁULICA	BIOMASA	RESIDUOS	TRAT. RESIDUOS	OTRAS TECN. RENOVABLES
2020	5.612	9.836	2.299	26.403	2.145	959	738	625	5
2019	5.612	8.010	2.299	24.381	2.144	858	738	625	5
2018	5.612	4.700	2.299	23.149	2.098	760	738	625	5
2017	5.664	4.677	2.299	23.091	2.106	749	738	625	5
2016	5.695	4.672	2.299	23.063	2.106	749	743	625	5
2015	5.695	4.665	2.299	23.000	2.103	747	743	625	5
2014	5.625	4.655	2.299	22.984	2.092	739	743	625	5
2013	5.608	4.646	2.299	22.966	2.089	700	743	625	5

Tabla 3. Potencia acumulada en MW correspondiente a las instalaciones a las que se ha otorgado régimen retributivo específico. Evolución 2014-2020.

Fuente: Base de datos de liquidaciones de Régimen Retributivo específico CNMC

<sup>3</sup> El número de instalaciones se corresponde con las unidades de liquidación, identificadas mediante su código 'CIL': incluye tanto instalaciones preexistentes reclasificadas bajo las instalaciones tipo (IT) establecidas en el RD 413/2014, como las nuevas instalaciones inscritas con posterioridad a la entrada en vigor de este mecanismo retributivo.

**4) ¿A cuántas instalaciones se les ha otorgado la ayuda en cada año?**

Año	Nº instalaciones
<b>2015</b>	59
<b>2016</b>	83
<b>2017</b>	164

Tabla 4. Número de instalaciones que han resultado inscritas, en el periodo entre evaluaciones, en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación en cada año, como consecuencia de lo establecido en la DA 4ª del RD 413/2014, la convocatoria de las sucesivas subastas (órdenes ministeriales IET/1459/2014, de 1 de agosto; IET/2212/2015 de 23 de octubre; ETU/315/2017, de 6 de abril, y ETU/615/2017, de 27 de junio) y la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

Fuente: Instalaciones inscritas en el Registros de preasignación. MITERD

**5) ¿A cuánta potencia se le ha otorgado la ayuda en el periodo entre evaluaciones?**

AÑO	Potencia inscrita en pre-asignación (MW)
<b>2015</b>	119,2
<b>2016</b>	1.303,5
<b>2017</b>	9.313,9

Tabla 5. Potencia de las instalaciones que han resultado inscritas, en el periodo entre evaluaciones, en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación en cada año, como consecuencia de lo establecido en la DA 4ª del RD 413/2014, la convocatoria de las sucesivas subastas y la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

Fuente: Instalaciones inscritas en el Registro de pre asignación. MITERD

**6) ¿Cuántas instalaciones beneficiarias de la ayuda se han construido por tecnología y año?**

nº Ciles	SOLAR FV	EÓLICA	COGENERACION	BIOMASA	HIDRAULICA	Total general
2014	-		1	1		2
2015	-		34	9	4	47
2016	-	2			1	3
2017	2	10				12
2018	1	15	2	3	1	22
2019	65	52		3		120
2020	19	37		3		59
Total general	<b>87</b>	<b>116</b>	<b>37</b>	<b>19</b>	<b>6</b>	<b>265</b>

Tabla 6. Número de instalaciones que han resultado inscritas, en el periodo entre evaluaciones, en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación en cada año por cada tecnología, como consecuencia de lo establecido en la DA 4ª del RD 413/2014 y la convocatoria

de las sucesivas subastas (órdenes ministeriales IET/1459/2014, de 1 de agosto; IET/2212/2015 de 23 de octubre; ETU/315/2017, de 6 de abril, y ETU/615/2017, de 27 de junio) y la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

Fuente: Instalaciones inscritas en el Registro de instalaciones con régimen retributivo específico en estado de explotación en el periodo 2014-2020. MITERD

**7) ¿Cuánta potencia de instalaciones beneficiarias de la ayuda se ha construido por tecnología y año?**

POTENCIA (MW)	SOLAR FV	EÓLICA	COGENERACIÓN	BIOMASA	HIDRAULICA	Total general
2014	-	-	2	20	-	22
2015	-	-	72	7	6	84
2016	-	7	-	-	2	9
2017	0	83	-	-	-	83
2018	1	155	1	8	4	169
2019	3.019	1.217	-	97	-	4.333
2020	591	1.051	-	101	-	1.744
<b>Total general</b>	<b>3.612</b>	<b>2.512</b>	<b>75</b>	<b>233</b>	<b>12</b>	<b>6.444</b>

Tabla 7. Potencia de las instalaciones que han resultado inscritas, en el periodo entre evaluaciones, en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación en cada año por cada tecnología, como consecuencia de lo establecido en la DA 4ª del RD 413/2014 y la convocatoria de las sucesivas subastas y la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

Fuente: Instalaciones inscritas en el Registro de instalaciones con régimen retributivo específico en estado de explotación, en el periodo 2014-2020. MITERD

**8) ¿Cuál es el coste estimado de inversión realizada por las instalaciones beneficiarias de la ayuda por tecnología y año? <sup>4</sup>**

AÑO/TECNOLOGÍA	BIOMASA (mil€)	COGENERACIÓN (mil€)	EÓLICA (mil€)	HIDRAULICA (mil€)	SOLAR FV (mil€)	Total año (mil€)
2014	66.040,00	1.670,16				67.710,16
2015	25.441,63	60.688,79		11.708,69		97.839,11
2016			9.014,00	5.459,85		14.473,85
2017			111.205,50		307,92	111.513,42
2018	15.426,00	161,09	194.941,50	8.430,00	1.188,00	220.146,59

<sup>4</sup> Esta pregunta y el indicador señalado en el plan de evaluación se refiere a las nuevas instalaciones que resultaron inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. El coste estimado se ha calculado a partir de la potencia de las instalaciones y el valor a la inversión reconocidos para sus correspondientes instalaciones tipo de acuerdo con la normativa de aplicación citada. Por consiguiente, no se han tenido en cuenta las inversiones realizadas por instalaciones provenientes de las inscripciones en el registro de preasignación otorgadas bajo el RD 1578/2008 que fueron inscritas en estado de explotación durante el periodo de evaluación, debido a que las inversiones en estas plantas estaban ya comprometidas con anterioridad al régimen económico aplicable en el RD 413/2014.

AÑO/TECNOLOGIA	BIOMASA (mil€)	COGENERACIÓN (mil€)	EÓLICA (mil€)	HIDRAULICA (mil€)	SOLAR FV (mil€)	Total año (mil€)
2019	322.286,00		1.489.866,13		3.622.950,84	5.435.102,97
2020	335.542,36		1.261.662,00		709.684,22	2.306.888,58
<b>Total tecnología (mil €)</b>	<b>764.735,98</b>	<b>62.520,04</b>	<b>3.066.689,13</b>	<b>25.598,54</b>	<b>4.334.130,98</b>	<b>8.253.674,67</b>

Tabla 8. Coste de inversión estimado de las instalaciones que han resultado inscritas, en cada año y tecnología, en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación en el periodo de evaluación 2014-2020, como consecuencia de lo establecido en la DA 4ª del RD 413/2014 y la convocatoria de las sucesivas subastas (órdenes ministeriales IET/1459/2014, de 1 de agosto; IET/2212/2015 de 23 de octubre; ETU/315/2017, de 6 de abril, y ETU/615/2017, de 27 de junio) y la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

Fuente: elaboración propia a partir de los datos del registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y los valores estándar de la inversión inicial para las instalaciones tipo publicadas en las correspondientes órdenes ministeriales.

**9) ¿Cuál es el porcentaje de energía electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables sobre la generación total de electricidad?**

AÑO	RENOVABLES (GWh) <sup>5</sup>	DEMANDA <sub>bc</sub> (GWh)	TOTAL RENOVABLES/ DEMANDA b.c.
2020	106.405	249.391	42,67%
2019	94.778	264.247	35,87%
2018	98.318	268.467	36,62%
2017	82.766	267.453	30,95%
2016	99.941	264.247	37,82%
2015	92.884	262.392	35,40%
2014	106.272	257.297	41,30%
2013	107.422	260.187	41,29%
2012	83.826	266.427	31,46%
2011	84.592	269.598	31,38%
2010	94.783	275.349	34,42%
2009	73.476	266.459	27,58%

Tabla 9.a) Evolución del porcentaje de electricidad generada a partir de todas las fuentes de energía renovables sobre el total de la energía eléctrica generada en barras de central en cómputo anual.

Fuente: Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial. CNMC

<sup>5</sup> Incluye la energía solar fotovoltaica, térmica, eólica, hidráulica con y sin régimen retributivo específico, biomasa y fracción biodegradable de los RSU los residuos industriales y el resto de residuos.

AÑO	SOLAR FV %demanda	SOLAR TE %demanda	EÓLICA (%demanda)	HIDRÁULICA (% demanda)	BIOMASA (%demanda)	OTRAS TECN. RENOVABLES (%demanda)	HIDRÁULICA SIN RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA (%demanda)
2020	6,0%	1,8%	22%	2,26%	1,8%	0,010%	8,8%
2019	3,4%	2,0%	19%	2,08%	1,4%	0,007%	8,5%
2018	2,9%	1,6%	18%	2,16%	1,5%	0,000%	9,6%
2017	3,1%	2,0%	19%	2,21%	1,6%	0,000%	10,1%
2016	3,0%	1,9%	19%	2,30%	1,3%	0,000%	10,7%
2015	3,1%	1,9%	19%	2,28%	1,3%	0,002%	10,0%
2014	3,2%	1,9%	20%	2,44%	1,4%	0,000%	10,6%
2013	3,2%	1,7%	19%	2,27%	1,6%	0,001%	9,7%
2012	3,0%	1,3%	18%	2,03%	1,5%	0,000%	8,6%
2011	2,7%	0,6%	16%	1,99%	1,4%	0,000%	9,0%
2010	2,3%	0,2%	15%	1,90%	1,1%	0,000%	8,6%
2009	2,3%	0,0%	14%	1,76%	1,1%	0,000%	7,3%

Tabla 9. b) Evolución del porcentaje de la energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, por tecnología, sobre el total de la energía eléctrica generada en barras de central en cómputo anual<sup>6</sup>

Fuente: Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial. CNMC

<sup>6</sup> En el caso de la tecnología eólica e hidráulica se ha utilizado la siguiente formulación para evitar la variabilidad climatológica:

$$QN(norm) = PN + PN-1 \cdot 2 \times \sum_{i=N-n}^N Qi \cdot \sum_{j=N-n}^N (Pj + Pj-1) \cdot 2 \cdot N$$

N = Año de referencia.

Q(N(norm)) = Cantidad normalizada de electricidad generada en el año N.

Qi = Cantidad de electricidad efectivamente generada en el año i (GWh).

Pj = Potencia instalada total al final del año j (MW).

n = 4 años.



## B. PREGUNTAS RELACIONADAS CON EL IMPACTO DIRECTO DE LA AYUDA.

### 10) ¿Han sido las ayudas un elemento determinante para llevar a cabo las inversiones?

TECNOLOGIA/AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>EÓLICA (MW)</b>	-	32,97	1,80	42,77	92,43	363,81	2.240,18	1.176,88
con RRE	-	5,00	-	40,37	75,75	349,87	1.784,65	55,64
sin RRE	-	27,97	1,80	2,40	16,68	13,94	455,52	1.121,24
% RRE vs Total		<b>15%</b>	<b>0%</b>	<b>94%</b>	<b>82%</b>	<b>96%</b>	<b>80%</b>	<b>5%</b>
<b>SOLAR FV (MW)</b>	1,63	0,80	1,65	2,62	3,26	22,66	3.953,66	1.562,48
con RRE	0,45	0,05	0,06	-	1,25	12,00	3.490,11	-
sin RRE	1,17	0,75	1,59	2,62	2,01	10,66	463,54	1.562,48
% RRE vs Total	<b>28%</b>	<b>6%</b>	<b>4%</b>	<b>0%</b>	<b>38%</b>	<b>53%</b>	<b>88%</b>	<b>0%</b>
<b>TERMOSOLAR (MW)</b>	199,81	-	-	-	-	-	-	-
con RRE	199,80	-	-	-	-	-	-	-
sin RRE	0,01	-	-	-	-	-	-	-
% RRE vs Total	<b>100%</b>							
<b>BIOMASA (MW)</b>	17,02	21,91	1,06	1,67	-	4,56	99,77	99,41
con RRE	15,00	20,50	-	-	-	3,56	99,06	99,41
sin RRE	2,02	1,41	1,06	1,67	-	1,00	0,70	-
% RRE vs Total	<b>88%</b>	<b>94%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>		<b>78%</b>	<b>99%</b>	<b>100%</b>
<b>HIDRAULICA (MW)</b>	3,31	0,13	3,13	2,48	0,32	4,26	34,17	0,47
con RRE	0,11	-	2,73	2,48	-	4,22	-	-
sin RRE	3,20	0,13	0,41	-	0,32	0,04	34,17	0,47
% RRE vs Total	<b>3%</b>	<b>0%</b>	<b>87%</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>99%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
<b>COGENERACIÓN (MW)</b>	5,70	0,02	-	-	-	0,95	-	-
con RRE	5,70	-	-	-	-	0,95	-	-
sin RRE	-	0,02	-	-	-	-	-	-
% RRE vs Total	<b>100%</b>	<b>0%</b>				<b>100%</b>		

Tabla 10. Porcentaje que representa la potencia de las instalaciones perceptoras de régimen retributivo específico ('con RRE') con autorización de explotación definitiva en un año, sobre el total de potencia de las instalaciones con autorización de explotación definitiva en dicho año de las mismas tecnologías (suma de instalaciones con y sin RRE).

Fuente: BBDD SICILIA CNMC

### 11) ¿Se ha incrementado la producción de energía eléctrica con fuentes renovables?

FPM	GWh 2014	GWh 2015	GWh 2016	GWh 2017	GWh 2018	GWh 2019	GWh 2020
<b>2014</b>	<b>129,50</b>	<b>235,11</b>	<b>231,12</b>	<b>231,89</b>	<b>237,06</b>	<b>225,86</b>	<b>231,81</b>
con RRE	113,69	154,71	154,58	154,49	156,28	143,57	159,55
sin RRE	15,82	80,40	76,54	77,40	80,77	82,30	72,26
% RRE vs Total	<b>88%</b>	<b>66%</b>	<b>67%</b>	<b>67%</b>	<b>66%</b>	<b>64%</b>	<b>69%</b>
<b>2015</b>	<b>0,07</b>	<b>16,45</b>	<b>28,70</b>	<b>25,88</b>	<b>34,51</b>	<b>30,72</b>	<b>32,98</b>
con RRE	-	1,24	4,84	1,72	8,38	7,51	5,64
sin RRE	0,07	15,21	23,86	24,17	26,13	23,22	27,34
% RRE vs Total	<b>0%</b>	<b>8%</b>	<b>17%</b>	<b>7%</b>	<b>24%</b>	<b>24%</b>	<b>17%</b>
<b>2016</b>	<b>-</b>	<b>0,00</b>	<b>28,70</b>	<b>146,12</b>	<b>154,65</b>	<b>157,94</b>	<b>146,07</b>
con RRE	-	0,00	20,08	125,93	133,91	137,90	129,51
sin RRE	-	-	8,62	20,18	20,74	20,04	16,56
% RRE vs Total		<b>100%</b>	<b>70%</b>	<b>86%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>89%</b>
<b>2017</b>	<b>-</b>	<b>22,89</b>	<b>42,50</b>	<b>110,39</b>	<b>352,87</b>	<b>358,09</b>	<b>319,73</b>
con RRE	-	-	-	50,77	236,66	244,22	218,17
sin RRE	-	22,89	42,50	59,62	116,21	113,87	101,56
% RRE vs Total		<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>46%</b>	<b>67%</b>	<b>68%</b>	<b>68%</b>
<b>2018</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2,66</b>	<b>8,20</b>	<b>211,05</b>	<b>1.172,00</b>	<b>1.107,75</b>
con RRE	-	-	2,66	8,20	201,64	1.129,40	1.062,14
sin RRE	-	-	-	-	9,41	42,60	45,61
% RRE vs Total			<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>96%</b>	<b>96%</b>	<b>96%</b>
<b>2019</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2,09</b>	<b>1.810,98</b>	<b>12.438,42</b>
con RRE	-	-	-	-	-	1.581,34	10.622,59
sin RRE	-	-	-	-	2,09	229,64	1.815,82
% RRE vs Total					<b>0%</b>	<b>87%</b>	<b>85%</b>
<b>2020</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.632,26</b>
con RRE	-	-	-	-	-	-	442,47
sin RRE	-	-	-	-	-	-	2.189,79
% RRE vs Total							<b>17%</b>

Tabla 11. Energía generada por las instalaciones beneficiarias de la ayuda que tienen fecha de puesta en marcha (FPM, entendida como autorización de explotación definitiva) en los años de estudio, y por las que no reciben régimen retributivo específico. Nota: Cuando una misma instalación ha entrado en servicio en fases sucesivas, se toma la puesta en marcha de la última fase como referencia (de ahí que pueda constar producción en un año previo al de puesta en marcha de dicha última fase).

Fuente: BBDD SICILIA CNMC

**12) ¿Qué porcentaje de la nueva capacidad aprobada finalmente se construye?**

CONVOCATORIA RRE	Potencia adjudicada (MW)	Potencia construida (MW)	Potencia no construida (MW)	% Finalizadas
<b>1. SUBASTA 2016</b>	<b>700</b>	<b>677,81</b>	<b>22,19</b>	<b>97%</b>
-Eólica	500	495,41	4,59	99%
-Biomasa	200	182,39	17,61	91%
<b>2. SUBASTAS 2017</b>	<b>8.136,78</b>	<b>5.504,79</b>	<b>2.631,99</b>	<b>68%</b>
-Eólica	4.107,47	1.878,03	2.229,44	46%
-Fotovoltaica	4.010,02	3.611,78	398,24	90%
-Resto	19,3	14,99	4,31	78%

Tabla 12. Ratio entre la potencia instalada de nuevas instalaciones con derecho a régimen retributivo específico construidas y la potencia a la que se ha otorgado dicho régimen retributivo específico, ambos valores relativos a las instalaciones adjudicatarias de las subastas celebradas en 2016 y 2017, cuyo plazo de construcción finalizó dentro del periodo de estudio.

Fuente: MITERD

**13) ¿Qué porcentaje representan las ayudas otorgadas sobre el total de ingresos percibido por tecnología?**

AÑO	TECNOLOGIA	Retribución Específica (miles €)	Retribución Total (Miles €)	% RRE vs RT
2.020	COGENERACIÓN	748.432	1.545.845	48%
	SOLAR FV	2.408.422	2.895.422	83%
	SOLAR TE	1.244.351	1.391.551	89%
	EÓLICA	1.221.590	2.941.026	42%
	HIDRÁULICA	67.432	269.552	25%
	BIOMASA	299.974	452.296	66%
	RESIDUOS	92.311	185.758	50%
	TRAT.RESIDUOS	221.529	350.032	63%
	OTRAS TECN. RENOVABLES	1.171	2.024	58%
Total 2020		6.305.212	10.033.506	63%
2.019	COGENERACIÓN	1.316.579	2.585.658	51%
	SOLAR FV	2.465.100	2.903.772	85%
	SOLAR TE	1.285.729	1.534.325	84%
	EÓLICA	1.431.667	3.841.308	37%
	HIDRÁULICA	79.495	332.281	24%
	BIOMASA	312.506	487.149	64%

	RESIDUOS	115.743	263.709	44%
	TRAT.RESIDUOS	227.500	375.735	61%
	OTRAS TECN. RENOVABLES	1.102	1.935	57%
<b>Total 2019</b>		<b>7.235.419</b>	<b>12.325.871</b>	<b>59%</b>
2.018	COGENERACIÓN	1.227.069	2.745.995	45%
	SOLAR FV	2.469.580	2.925.818	84%
	SOLAR TE	1.278.844	1.538.804	83%
	EÓLICA	1.429.879	4.010.478	36%
	HIDRÁULICA	95.365	460.047	21%
	BIOMASA	307.647	514.115	60%
	RESIDUOS	120.221	308.619	39%
	TRAT.RESIDUOS	175.434	324.401	54%
	OTRAS TECN. RENOVABLES	185	198	93%
<b>Total 2018</b>		<b>7.104.223</b>	<b>12.828.477</b>	<b>55%</b>
2.017	COGENERACIÓN	1.182.792	2.536.962	47%
	SOLAR FV	2.502.702	2.932.833	85%
	SOLAR TE	1.320.763	1.594.779	83%
	EÓLICA	1.472.965	3.860.483	38%
	HIDRÁULICA	82.522	285.590	29%
	BIOMASA	309.746	499.526	62%
	RESIDUOS	121.813	302.505	40%
	TRAT.RESIDUOS	164.846	292.382	56%
	OTRAS TECN. RENOVABLES	182	193	94%
<b>Total 2017</b>		<b>7.158.332</b>	<b>12.305.254</b>	<b>58%</b>
2.016	COGENERACIÓN	891.133	1.825.135	49%
	SOLAR FV	2.440.739	2.742.097	89%
	SOLAR TE	1.276.271	1.467.952	87%
	EÓLICA	1.254.654	2.788.297	45%
	HIDRÁULICA	85.017	285.835	30%
	BIOMASA	277.786	412.807	67%
	RESIDUOS	104.706	234.576	45%
	TRAT.RESIDUOS	99.215	162.477	61%
	OTRAS TECN. RENOVABLES	233	238	98%
<b>Total 2016</b>		<b>6.429.754</b>	<b>9.919.414</b>	<b>65%</b>
2.015	COGENERACIÓN	1.145.071	2.314.337	49%
	SOLAR FV	2.439.347	2.867.668	85%
	SOLAR TE	1.273.715	1.538.438	83%
	EÓLICA	1.253.734	3.395.351	37%
	HIDRÁULICA	81.848	352.190	23%
	BIOMASA	275.518	451.152	61%
	RESIDUOS	105.057	284.354	37%
	TRAT.RESIDUOS	125.823	202.474	62%

	OTRAS TECN. RENOVABLES	379	645	59%
<b>Total 2015</b>		<b>6.700.491</b>	<b>11.406.609</b>	<b>59%</b>
2.014	COGENERACIÓN	1.094.849	2.023.719	54%
	SOLAR FV	2.444.682	2.811.157	87%
	SOLAR TE	1.239.396	1.461.296	85%
	EÓLICA	1.253.749	3.005.705	42%
	HIDRÁULICA	84.253	361.187	23%
	BIOMASA	270.230	419.451	64%
	RESIDUOS	108.522	259.538	42%
	TRAT.RESIDUOS	153.133	228.711	67%
	OTRAS TECN. RENOVABLES	1.074	1.088	99%
<b>Total 2014</b>		<b>6.649.888</b>	<b>10.571.851</b>	<b>63%</b>

Tabla 13. Porcentaje que representa la retribución específica sobre el total de retribución (incluida la venta de energía a precio de mercado) percibida por instalaciones con régimen retributivo específico otorgado al amparo del RD 413/2014.

Fuente: Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial. CNMC

#### **14) ¿Cómo aumentó el nivel de inversión en proyectos renovables como consecuencia de las ayudas?**

No se disponen de costes reales de inversión en los proyectos renovables como consecuencia de las sucesivas subastas convocadas en el marco del Real Decreto 413/2014. En la pregunta nº 8 se ha estimado el esfuerzo inversor de los proyectos adjudicatarios del nuevo régimen retributivo específico basado en los valores iniciales estándar asignados a cada instalación tipo en cada una de las convocatorias.

Adicionalmente, se ha de destacar que fuera de estas convocatorias, durante el periodo de evaluación 2014-2020, se están acometiendo proyectos renovables (principalmente eólica y fotovoltaica) por un importe estimado de más de 5.400<sup>7</sup> millones de euros.

<sup>7</sup> Importe de inversión de proyectos renovables estimados a partir de las instalaciones puestas en marcha sin régimen retributivo específico, al que se le considera el mismo coste de valor inicial de la inversión de los proyectos a los que sí se le han sido concedido régimen retributivo específico.

**15) ¿Variaron los impactos de la ayuda (sobre la energía generada, la capacidad y las inversiones) con las distintas subastas?**

	Biomasa	Eólica		Fotovoltaica		Otras	
Fecha Subasta	14-jun.-16	14-jun.-16	17-may.-17	26-jul.-17	17-may.-17	26-jul.-17	17-may.-17
Total (kW)	200.000	500.000	2.979.664	1.127.818	1.037	3.909.103	19.299
% sobre el Total subastado	0	0	0	0	0	0	0
Nº Horas equivalentes de funcionamiento	2.800	6.500	3.000	3.000	2.367	2.367	5.000
Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo	1.400	3.000	3.000	3.000	2.367	2.367	5.000
Umbral de funcionamiento (nº de horas)	840	1.000	0	0	0	0	0
Vida útil (años)	20	25	25	25	25	25	25
Valor estándar de la inversión inicial €/MW	0	0	438.840	155.040	585.360	361.440	400
Retribución a la inversión €/MW	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 17. Resultados de las subastas celebradas el 14 de junio de 2016, el 17 de mayo de 2017 y el 26 de julio de 2017.

**16) ¿Cómo habría variado el importe de las ayudas si los participantes hubieran hecho ofertas distintas?**

Los resultados de las tres subastas denotan un elevado nivel de competencia. En la segunda y tercera subasta las ofertas se ajustaron a los límites máximos permitidos a los porcentajes de reducción para cada instalación tipo de referencia, los cuales fueron vinculantes (en la primera subasta se permitieron y alcanzaron porcentajes de reducción del 100%). No se contemplan escenarios de oferta en los que las ofertas hubiesen podido ser más competitivas.

- En la subasta del 14 de junio de 2016 resultaron adjudicados los 200 MW de potencia para nuevas instalaciones de biomasa y los 500 MW de potencia para instalaciones eólicas. En ambos casos, el porcentaje de reducción sobre el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia<sup>8</sup> (porcentaje de reducción) fue del 100%.
- En la subasta del 17 de mayo de 2017 resultaron adjudicados los 3.000 MW de potencia, siendo el sobrecoste unitario marginal resultado de la casación igual al valor del sobrecoste unitario mínimo permitido (-9,462

<sup>8</sup> El valor estándar de la inversión para una instalación tipo de referencia establecido en el Anexo de la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, para el caso de la tecnología biomasa asciende a 3.335 miles de €/MW y para el caso de la tecnología eólica asciende a 1.200 miles de €/MW.

€/MWh<sup>9</sup>). Por tanto, los porcentajes de reducción del valor estándar de la inversión inicial para cada instalación tipo de referencia asociados al sobrecoste unitario marginal resultado de la casación, corresponden a los máximos permitidos para cada instalación en la Resolución de 10 de abril de 2017 por la que se convoca subasta (63,43% para la potencia eólica, 51,22% para la potencia fotovoltaica y 99,99% para la potencia asociada a tecnologías distintas de la eólica y la fotovoltaica).

- En la subasta del 26 de julio de 2017 resultaron adjudicados los 5.036.921 kW de potencia, siendo el sobrecoste unitario marginal resultado de la casación igual al valor del sobrecoste unitario mínimo permitido (-18,590 €/MWh<sup>10</sup>). Por tanto, los porcentajes de reducción del valor estándar de la inversión inicial para cada instalación tipo de referencia asociados al sobrecoste unitario marginal resultado de la casación, corresponden a los máximos permitidos para cada instalación en la Resolución de 30 de junio de 2017 por la que se convoca subasta (87,08% para la potencia eólica y 69,88% para la potencia fotovoltaica).

TRÁMITE DE AUDIENCIA

---

<sup>9</sup> Por tanto, no se contemplaría retribución a la inversión para las instalaciones adjudicatarias en caso de mantenerse los parámetros retributivos asociados a la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

<sup>10</sup> Por tanto, no se contemplaría retribución a la inversión para las instalaciones adjudicatarias en caso de mantenerse los parámetros retributivos asociados a la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

### **C. PREGUNTAS RELACIONADAS CON EL IMPACTO INDIRECTO DE LA AYUDA.**

#### **17) ¿El incremento de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energías renovables influye en los precios de mercado?**

El Plan de evaluación prevé analizar como indicador la evolución anual del ratio entre, de un lado, el número de horas en las que cada tecnología ha marcado el precio marginal en el mercado diario respecto del número de horas totales y, de otro lado, el valor medio anual del precio horario del mercado en el que esa tecnología ha fijado el precio marginal.

Hay que indicar que durante el periodo sujeto a análisis las unidades de oferta del mercado no han distinguido las tecnologías renovables incluidas en las mismas. Por otra parte, determinar la unidad marginal no siempre es posible, ya que el precio resultante del algoritmo de casación Euphemia puede quedar situado entre dos ofertas de venta, o bien venir determinado por la oferta de compra, y en cualquier caso puede no resultar concluyente por cuanto una mayor participación de renovables puede desplazar tecnologías más caras y deprimir el precio del mercado sin que por ello necesariamente este haya descendido hasta el precio de oferta de las renovables.

Por consiguiente, se ha adoptado como indicador para responder a esta pregunta la correlación anual entre la generación conjunta de las tecnologías eólica y fotovoltaica y el precio de mercado diario, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

	<b>Correlación precio VS prod renovable</b>
<b>2014</b>	-0,68
<b>2015</b>	-0,70
<b>2016</b>	-0,69
<b>2017</b>	-0,38
<b>2018</b>	-0,63
<b>2019</b>	-0,39
<b>2020</b>	-0,34

Tabla 17. Coeficiente de correlación lineal anual entre la generación conjunta de las tecnologías eólica y fotovoltaica y el precio de mercado diario.

Fuente: CNMC, a partir de los precios de la base de datos SGIME (base de datos de mercado eléctrico) donde se recogen las transacciones de los mercados diario e intradiario gestionados por el operador del mercado (OM) y los mercados de servicios de ajuste gestionados por el operador del sistema (OS).



**18) ¿Ha supuesto la configuración del régimen de ayudas como una cuantía adicional a los ingresos percibidos por la participación de las instalaciones en el mercado de producción alguna modificación en el comportamiento de las instalaciones en el mercado?**

Num horas PMD<0.5	
2010	351
2011	37
2012	63
2013	525
2014	215
2019	5

Tabla 18. Evolución anual del número de horas en las que el precio horario del mercado diario ha sido inferior a 0,5 €/MWh (no se produjo esta situación en los años 2015 a 2018, ni en 2020).

Fuente: CNMC, a partir de los precios de la base de datos SGIME (base de datos de mercado eléctrico) donde se recogen las transacciones de los mercados diario e intradiario gestionados por el OM y los mercados de servicios de ajuste gestionados por el OS.

**19) ¿Han permitido las ayudas reducir las emisiones contaminantes?**

AÑO	SOLAR FV (GWh)	SOLAR TE (GWh)	EÓLICA (GWh)	HIDRÁULICA (GWh)	BIOMASA (GWh)	OTRAS TECN. RENOVABLES (GWh)	TOTAL GWh con RRE	EMISIONES DE DIOXIDO DE CARBONO (kg CO2/kWh)	EMISIONES EVITADAS (ton CO2)
2020	15.017	4.539	53.700	6.117	4.471	25	83.870	0,15	12.580.498
2019	9.116	5.166	53.471	5.329	3.664	19	76.765	0,2	15.353.093
2018	7.764	4.424	49.056	6.627	3.593	0	71.465	0,26	18.580.919
2017	8.394	5.348	47.669	3.955	3.632	0	68.998	0,31	21.389.294
2016	7.972	5.071	47.614	5.834	3.460	0	69.952	0,25	17.488.008
2015	8.227	5.085	48.008	5.489	3.503	5	70.317	0,3	21.095.141
2014	8.189	4.959	50.959	7.026	3.504	0	74.637	0,27	20.151.937

Tabla 19. Evolución anual de las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas gracias a las instalaciones de generación eléctrica a partir de energías renovables. Debe tenerse en cuenta que, precisamente por la creciente incorporación de instalaciones renovables, las emisiones unitarias del conjunto del parque de generación nacional han descendido progresivamente, con oscilaciones debidas en parte a la variación de la hidraulicidad (esta tabla no refleja la producción hidráulica que no percibe régimen retributivo específico, RRE, la cual impacta sin embargo en el valor de las emisiones unitarias).

FUENTE: CNMC, a partir de los datos contenidos en los informes mensuales de ventas de régimen especial y los acuerdos sobre resultados de etiquetado de electricidad.

**20) La integración de renovables, ¿qué costes adicionales a los del régimen retributivo específico genera para el sistema eléctrico si no se lleva a cabo un incremento de capacidad física de interconexión? ¿Existe relación entre la energía generada de fuentes renovables y la saturación de las interconexiones?**

**Indicador 20.a) Reserva de potencia adicional a subir y restricciones en tiempo real**

	<b>PS1 (MWh)</b>	<b>RT5 (MWh)</b>
<b>2014</b>	4.279.125	2.128.752
<b>2015</b>	2.108.638	2.360.527
<b>2016</b>	1.996.340	1.361.047
<b>2017</b>	1.559.309	853.500
<b>2018</b>	5.332.692	637.959
<b>2019</b>	1.433.285	367.051
<b>2020</b>		1.232.847

Tabla 20.a) Energía, en MWh, movilizada como reserva de potencia adicional a subir, necesaria como consecuencia de la energía procedente de instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables que ha resultado casada en el mercado. A finales de 2019 se extinguió el segmento de reserva de potencia a subir, pero se mantiene la programación por restricciones en tiempo real (RT5).

Fuente: CNMC, a partir de los precios de la base de datos SGIME (base de datos de mercado eléctrico), donde se recogen las transacciones de los mercados diario e intradiario gestionados por el OM, y los mercados de servicios de ajuste gestionados por el OS

**Indicador 20.b) Inversiones en infraestructuras de redes para integrar la producción de nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables**

Aunque en materia retributiva no se identifican de manera individualizada las inversiones necesarias para la integración de energías renovables (fundamentalmente, nuevas líneas de evacuación o refuerzos de las existentes), en el transporte es posible, a partir de la información regulatoria de costes recabada por la CNMC, inferir la proporción de costes inducidos en la Planificación 2015-2020 por esta causa —identificada como Evacuación Régimen Especial (EvRE), por la antigua denominación de las instalaciones de producción a partir de renovables, cogeneración y residuos—.

	% invers en EvRE prevista en Planificación	Inversión Ejecutada Total (M€)	Inversiones en infraestructuras con motivación EvRE (M€)
<b>2015</b>	0,835%	509,99	4,26
<b>2016</b>	15,325%	523	80,15
<b>2017</b>	6,186%	238,79	14,77
<b>2018</b>	12,850%	355,38	45,67
<b>2019</b>	11,774%	299,23	35,23
<b>2020</b>	9,980%	465,72	46,48
<b>Total periodo</b>	<b>9,471%</b>	<b>2.392,12</b>	<b>226,56</b>

Tabla 20.b) Coste para el sistema consecuencia de las infraestructuras de redes que es necesario construir o modificar para integrar la energía de las nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables puestas en marcha cada año.

Fuente: CNMC, a partir de los datos de información regulatoria de costes proporcionados conforme a la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, aplicados a los datos de inversión acometida en cumplimiento de la Planificación 2015-2020.

#### Indicador 20.c) Necesidad de respaldo mediante interconexiones

	Francia (MW)		Portugal (MW)		RE(MW)	Ratio RE/EXPORT
<b>2014</b>	-854	1.037	-2.253	2.074	30.077	10
<b>2015</b>	-1.067	1.238	-2.274	2.770	30.473	8
<b>2016</b>	-1.766	2.338	-2.035	2.379	29.700	6
<b>2017</b>	-1.930	2.428	-2.034	2.940	29.776	6
<b>2018</b>	-2.010	2.425	-2.210	3.042	29.835	5
<b>2019</b>	-2.064	2.172	-2.602	3.227	30.235	6
<b>2020</b>	-2.215	2.517	-2.973	3.111	37.228	7

Tabla 20.c) Necesidad de respaldo mediante interconexiones Ratio entre la potencia instalada renovable y la capacidad de interconexión física con Francia y Portugal (en MW). Evolución anual.

Fuente: CNMC, a partir de los precios de la base de datos SGIME (base de datos de mercado eléctrico) donde se recogen las transacciones de los mercados diario e intradiario gestionados por el OM y los mercados de servicios de ajuste gestionados por el OS

#### Indicador 20.d) Necesidad de respaldo mediante generación térmica no renovable

	Renovable (MWh)	TERMICA (MWh)	RATIO
<b>2014</b>	63.362.614	61.650.441	1,02
<b>2015</b>	61.641.016	75.652.895	0,81
<b>2016</b>	60.813.241	60.509.455	1
<b>2017</b>	61.827.653	76.653.970	0,8
<b>2018</b>	61.722.057	61.662.184	1

	<b>Renovable (MWh)</b>	<b>TERMICA (MWh)</b>	<b>RATIO</b>
<b>2019</b>	67.429.846	62.722.700	1,07
<b>2020</b>	73.792.297	43.614.268	1,69

Tabla 20.d) Necesidad de back-up mediante generación térmica no renovable. Ratio entre la energía generada bruta en MWh por las principales tecnologías renovables no gestionables (eólica y fotovoltaica) y la energía generada bruta en MWh por las principales tecnologías térmicas (carbón y ciclos combinados). Evolución anual.

Fuente: CNMC, a partir de los precios de la base de datos SGIME (base de datos de mercado eléctrico) donde se recogen las transacciones de los mercados diario e intradiario gestionados por el OM, y de los mercados de servicios de ajuste gestionados por el OS.

**Indicador 20.e) Vertidos de producción renovable:**

	<b>Vertido Eólica (MWh)</b>	<b>Vertido Solar (MWh)</b>
<b>2013</b>	-931.191	-79.607
<b>2014</b>	-502.295	-64.790
<b>2015</b>	-77.871	-18.417
<b>2016</b>	-108.313	-3.511
<b>2017</b>	-68.690	-2.073
<b>2018</b>	-18.684	-44
<b>2019</b>	-48.304	-822
<b>2020</b>	-191.201	-4.775

Tabla 20.e) Evolución anual, en MWh, de los vertidos de energía eólica y fotovoltaica. Energía renovable que no puede ser integrada en la red en las horas en las que la interconexión con Francia o Portugal se encuentra saturada en sentido exportador.

Fuente: CNMC

**Indicador 20.f) Volatilidad que introducen las renovables en el sistema:**

	<b>TER (MWh)</b>	<b>SEC (MWh)</b>	<b>GDV/RR (MWh)</b>
<b>2014</b>	4.831.612	2.740.656	2.436.869
<b>2015</b>	4.752.510	2.559.321	2.762.895
<b>2016</b>	4.110.095	2.542.309	1.648.378
<b>2017</b>	4.154.558	2.409.811	1.765.605
<b>2018</b>	3.031.294	2.592.466	2.358.141
<b>2019</b>	2.032.317	2.649.566	3.091.177
<b>2020</b>		3.081.462	3.350.458

Tabla 20.f) Volatilidad que introducen las renovables en el sistema. Volúmenes de energía transaccionada en los mercados de reserva terciaria, secundaria y gestión de desvíos.

Se ha optado por este indicador porque el precio de mercado registra oscilaciones progresivamente menores, ya que en los últimos años se forma como un juego de ingresos mínimos diarios entre ciclos combinados a gas e hidráulica de regulación.

Fuente: CNMC

**21) ¿Cómo han afectado las instalaciones de generación a partir de fuentes renovables a la participación en el mercado de otros productores de energía eléctrica?**

**Indicador 21.a) Evolución de la producción renovable y térmica convencional**

	<b>Renovable (MWh)</b>	<b>Térmica (MWh)</b>
<b>2014</b>	63.362.614	61.650.441
<b>2015</b>	61.641.016	75.652.895
<b>2016</b>	60.813.241	60.509.455
<b>2017</b>	61.827.653	76.653.970
<b>2018</b>	61.722.057	61.662.184
<b>2019</b>	67.429.846	62.722.700
<b>2020</b>	73.792.297	43.614.268

Tabla 21.a) Evolución anual, en MWh, de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, y de la producción de energía eléctrica a partir de generación térmica sin RRE convencional.

Fuente: CNMC

**Indicadores 21.b) y 21.c) Evolución de la potencia instalada de las tecnologías sin régimen retributivo específico**

	<b>RE (MW)</b>	<b>RO (MW)</b>	<b>%RO vs Total</b>
<b>2014</b>	30.077	35.730	54%
<b>2015</b>	30.473	35.442	54%
<b>2016</b>	29.700	34.700	54%
<b>2017</b>	29.776	34.510	54%
<b>2018</b>	29.835	34.510	54%
<b>2019</b>	30.235	34.124	53%
<b>2020</b>	37.228	33.777	48%

Tabla 21.b) Evolución anual, en MW, de la potencia instalada de las tecnologías convencionales y porcentaje que representa la potencia de las tecnologías sin régimen retributivo específico sobre la potencia instalada total.

Fuente: CNMC

## D PREGUNTAS RELACIONADAS CON LA PROPORCIONALIDAD Y LA IDONEIDAD DEL RÉGIMEN DE AYUDAS

### 22) ¿Cuáles han sido los resultados de las distintas subastas realizadas?

Hasta el momento de la elaboración de este análisis se han celebrado tres subastas: el 14 de junio de 2016, el 17 de mayo de 2017 y el 26 de julio de 2017.

Todas ellas fueron subastas de sobre cerrado con sistema marginal (el porcentaje de descuento con el que se remunera toda la potencia es el de la última oferta aceptada).

Fecha subasta	14 de junio de 2016		17 de mayo de 2017		26 de julio de 2017		
Tecnología	Biomasa	Eólica	Eólica	Fotovoltaica	Resto de Tecnologías	Eólica	Fotovoltaica
Número de participantes	29	106	41	61	15	17	44
Número de adjudicatarios	5	17	14	7	9	10	30
Número de ofertas presentadas	140	121	55	113	18	40	59
Potencia ofertada (kW)	795.265	2.523.630	5.273.844	4.428.321	27.633	1.550.333	3.979.103
Número de ofertas adjudicadas	5	17	14	7	9	10	30
Potencia adjudicada (kW)	200.000	500.000	2.979.664	1.037	19.299	1.127.818	3.909.103

Tabla 22. Resumen subastas renovables  
Fuente: CNMC

En las subastas de 17 de mayo de 2017 y de 26 de julio de 2017, el establecimiento de valores máximos de porcentaje de reducción hizo que el valor implícito de la inversión inicial de la instalación resultante no fuera nulo. Descuentos inferiores al 100% implican que, desde el punto de vista retributivo, sí se reconoce la existencia de una inversión mínima a recuperar. No obstante, la consideración de valores de inversión significativamente inferiores al estándar supone que solo se “activaría” la retribución a la inversión de las instalaciones adjudicatarias de observarse en un futuro precios medios del mercado mayorista de electricidad también significativamente inferiores a los hoy estimados.

Por ejemplo, en la subasta de 17 de mayo de 2017, el valor máximo de porcentaje de reducción para la tecnología eólica fue de 63,43%, lo que implica un valor de la inversión inicial “VI” mayor o igual a 438.840 €/MW. En este sentido, el resultado final coincidente con el porcentaje de reducción máximo implica una retribución a la inversión nula en el primer periodo regulatorio, pero será necesario recalcular los parámetros retributivos aplicables durante los siguientes periodos regulatorios en función de la evolución de diversos parámetros (en la concreción de dicho recálculo intervendrán determinadas variables, tales como la estimación de precios futuros de mercado o la

rentabilidad razonable establecida para el siguiente periodo regulatorio, entre otras).

**23) ¿Ha existido presión competitiva en las diferentes subastas realizadas?**

Fecha subasta	14 de junio de 2016		17 de mayo de 2017			26 de julio de 2017	
Tecnología	Biomasa	Eólica	Eólica	Fotovoltaica	Resto de Tecnologías	Eólica	Fotovoltaica
Potencia ofertada (kW)	795.265	2.523.630	5.273.844	4.428.321	27.633	1.550.333	3.979.103
Potencia adjudicada (kW)	200.000	500.000	2.979.664	1.037	19.299	1.127.818	3.909.103
Ratio de potencia ofertada sobre adjudicada	4,0	5,0	1,8	4.270,3	1,4	1,4	1,0

Tabla 23. Ratio de potencia total ofertada en cada subasta sobre la potencia total adjudicada. (Para no influir en futuras subastas solo se considerarán los datos de las subastas que tengan más de 2 años de antigüedad)

**24) Con relación al perfil de los beneficiarios de la ayuda otorgada, ¿cuál es el tamaño de los lotes de potencia adjudicados en las subastas?**

Tecnología	Biomasa (MW)	Eólica (MW)			Fotovoltaica (MW)		Resto de Tecnologías (MW)	Total general (MW)
		14-jun.-16	17-may.-17	26-jul.-17	17-may.-17	26-jul.-17		
Adjudicatario/Fecha subasta	14-jun.-16	14-jun.-16	17-may.-17	26-jul.-17	17-may.-17	26-jul.-17	17-may.-17	
Agente 1					0,01	1.550,00		1.550,01
Agente 2			1200,00					1200,00
Agente 3			667,00		0,01	250,00		917,01
Agente 4			540,10			338,67		878,77
Agente 5				720,00				720,00
Agente 6					0,01	455,00		455,01
Agente 7						316,00		316,00
Agente 8		300						300,00
Agente 9						250,00		250,00
Agente 10			237,50					237,50
Agente 11			206,45					206,45
Agente 12						200,00		200,00
Agente 13						182,50		182,50
Agente 14				171,59				171,59
Agente 15				133,33				133,33

Tecnología	Biomasa (MW)	Eólica (MW)		Fotovoltaica (MW)		Resto de Tecnologías (MW)	Total general (MW)
Agente 16			128,60				128,60
Agente 17		102			9,40		111,40
Agente 18	108,5						108,50
Agente 19		93,2					93,20
Agente 20					91,67		91,67
Agente 21					50,00		50,00
Agente 22					50,00		50,00
Agente 23					50,00		50,00
Agente 24	49,913						49,91
Agente 25			49,00				49,00
Agente 26	40						40,00
Agente 27					24,00		24,00
Agente 28			24,00				24,00
Agente 29					23,75		23,75
Agente 30					21,00		21,00
Agente 31					20,00		20,00
Agente 32			14,00				14,00
Agente 33					13,02		13,02
Agente 34			6,00				6,00
Agente 35			5,00				5,00
Agente 36						4,50	4,50
Agente 37						4,24	4,24
Agente 38					3,91		3,91
Agente 39		3					3,00
Agente 40						2,90	2,90
Agente 41			2,50				2,50
Agente 42						2,50	2,50
Agente 43			2,40				2,40
Agente 44						2,13	2,13
Agente 45						2,00	2,00
Agente 46					2,00		2,00
Agente 47		1,67					1,67
Agente 48					1,62		1,62
Agente 49					1,50		1,50
Agente 50					1,50		1,50
Agente 51					1,15		1,15
Agente 52					1,00		1,00
Agente 53	1						1,00
Agente 54				1,00			1,00
Agente 55	0,587						0,59
Agente 56					0,50		0,50



Tecnología	Biomasa (MW)	Eólica (MW)			Fotovoltaica (MW)		Resto de Tecnologías (MW)	Total general (MW)
Agente 57							0,47	0,47
Agente 58						0,42		0,42
Agente 59							0,30	0,30
Agente 60						0,30		0,30
Agente 61							0,26	0,26
Agente 62						0,10		0,10
Agente 63						0,10		0,10
Agente 64		0,061						0,06
Agente 65		0,04						0,04
Agente 66		0,029						0,03
Agente 67					0,01			0,01
Agente 68								0,00
Agente 69								0,00
Agente 70								0,00
<b>Total (MW)</b>	<b>200</b>	<b>500</b>	<b>2.979,66</b>	<b>1.127,82</b>	<b>1,04</b>	<b>3.909,10</b>	<b>19,30</b>	<b>8.736,92</b>
<b>Promedio (MW)</b>	<b>40</b>	<b>62,5</b>	<b>212,83</b>	<b>112,78</b>	<b>0,15</b>	<b>130,30</b>	<b>2,14</b>	<b>124,81</b>

Tabla 24. Tamaño medio de los lotes de potencia adjudicados, para cada tecnología.  
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE

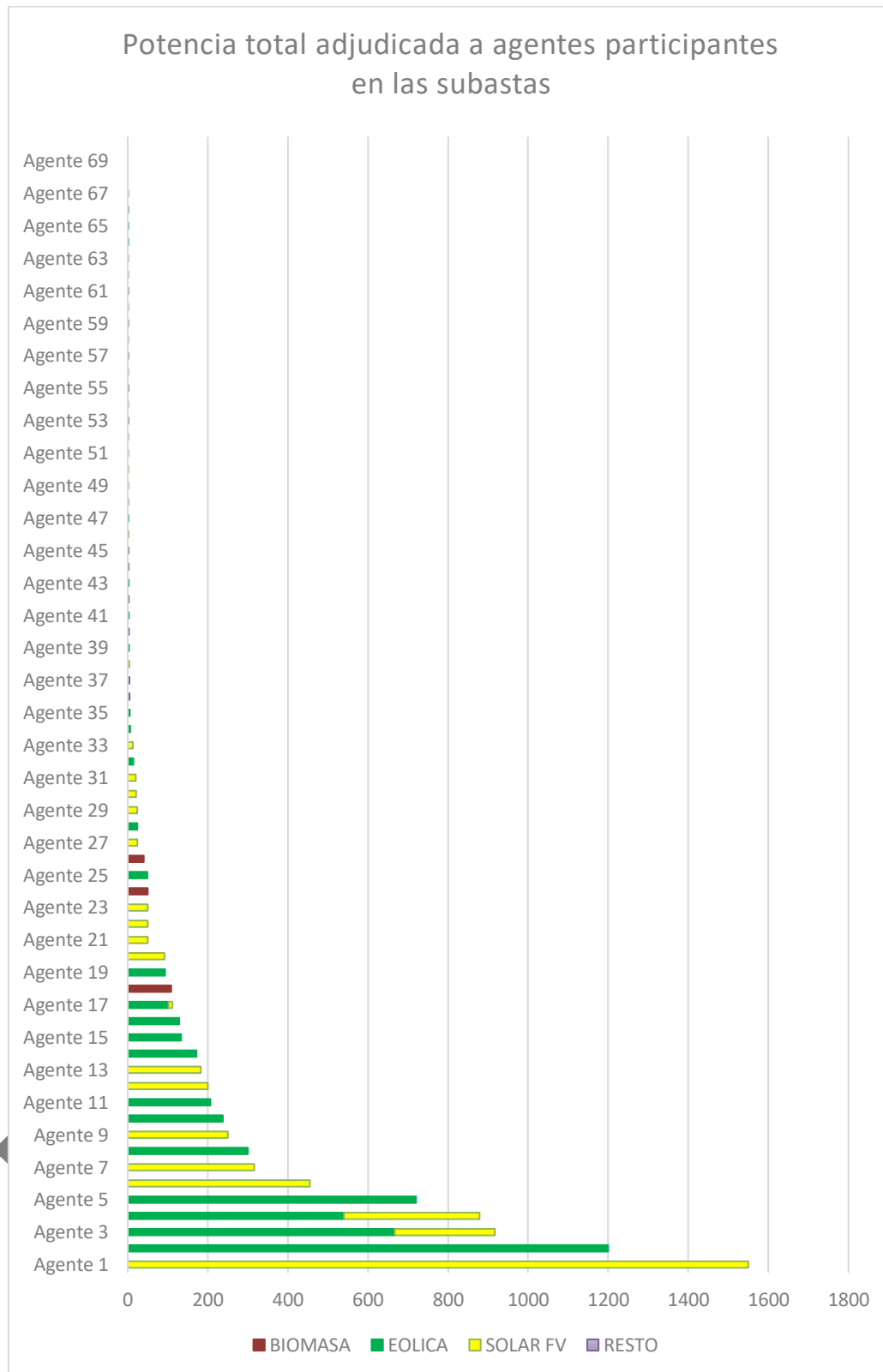


Gráfico 24. Gráfico representando la potencia adjudicada, para cada tecnología

**25) ¿Cómo afectaron las subastas a la cuantía de la ayuda otorgada?**

El efecto de las subastas realizadas al amparo del RD 413/2014 sobre las cuantías de las ayudas otorgadas a las instalaciones adjudicatarias ha supuesto que la retribución asignada durante el periodo retributivo analizado sea igual a cero.

En efecto, el descuento ofertado en la primera subasta alcanzó el 100%, y aunque en las sucesivas subastas se introdujo un límite para el descuento, dicho límite fue agotado en todos los casos, de suerte que el suelo implícito en los respectivos descuentos es tan bajo, que *de facto* no se percibe retribución específica alguna y, para que llegara a percibirse en un futuro, los precios del mercado mayorista tendrían que alcanzar un promedio anual muy por debajo del observado hoy o del esperable a medio plazo, conforme a las cotizaciones de los mercados de futuros.

**26) ¿Cómo se comparan los resultados de las subastas con los resultados de las subastas en otros Estados miembros?**

Esta comparación es de difícil análisis, ya que no es posible realizar una comparación directa dado que la estructura de las subastas diseñadas en España difiere de la establecida por otros Estados miembros.

No obstante lo anterior, se pueden consultar los resultados e impactos de las subastas realizadas hasta el momento en el informe realizado por el *Council of European Energy Regulators (CEER) "2nd CEER report on Tendering procedures for RES in Europe"* (<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/f167090e-fb39-84b9-f370-047f5ee6e655> [17.11.2020]), o bien en el informe "*Analysing the effects of auctions on technological innovation*", AURES II ([AURES | Promoting Effective Renewable Energy Auctions \(aresproject.eu\)](http://AURES.PromotingEffectiveRenewableEnergyAuctions.aresproject.eu))

**27) ¿Se aplicaron los mecanismos de salvaguardia (medidas para la prevención de retrasos o incongruencias entre lo aprobado y lo construido, por ejemplo, a través de las garantías), después de las subastas?**

Para la subasta realizada en 2016 se impusieron condiciones de garantías para la participación por un importe expresado en €/kW. Para las subastas de 2017 se elevaron las cuantías de las garantías para la inscripción en preasignación a razón de 60 €/kW, que además se incautaría por el incumplimiento de determinados hitos ligados al grado de avance en la tramitación de los correspondientes proyectos.

Dicha incautación sería total de no llegar a identificarse unívocamente la relación entre la potencia adjudicada y las instalaciones físicas que se corresponden con dicha potencia; de 18 €/kW de no acreditarse la

obtención de la autorización administrativa de construcción, y de 30 €/kW de no acreditarse el paso a explotación.

Subasta	INCUMPLIMIENTO EN PLAZO DE LA CONSTRUCCIÓN			ESTADO DEL PROCEDIMIENTO DE INCAUTACIÓN POR INCUMPLIMIENTO		
	-1	-2	(1) - (2)	(1) + (2)	-1	-2
	Potencia adjudicada (MW)	Potencia construida (MW)	Potencia no construida (MW)	Cuantía objeto de procedimiento de incautación (€)	<i>Iniciado y resuelto el procedimiento de incautación</i> (€)	<i>Pendiente de iniciar el procedimiento de incautación</i> (€)
<b>1. SUBASTA 2016</b>	<b>700</b>	<b>677,81</b>	<b>22,19</b>	<b>443.860 €</b>	<b>443.860 €</b>	<b>0 €</b>
-Eólica	500	495,41	4,59	91.740 €	91.740 €	0 €
-Biomasa	200	182,39	17,61	352.120 €	352.120 €	0 €
<b>2. SUBASTAS 2017</b>	<b>8.136,78</b>	<b>5.504,79</b>	<b>2.631,99</b>	<b>100.671.441 €</b>	<b>15.757.237 €</b>	<b>84.914.204 €</b>
-Eólica	4.107,47	1.878,03	2.229,44	84.097.794 €	15.267.054 €	68.830.740 €
-Fotovoltaica	4.010,02	3.611,78	398,24	16.377.741 €	316.933 €	16.060.808 €
-Resto	19,3	14,99	4,31	195.906 €	173.250 €	22.656 €

Tabla 27<sup>11</sup>. Importe y porcentaje de las garantías para las que procede su ejecución. Porcentaje de potencia a la que se han suprimido los derechos económicos sobre la potencia total adjudicada

Fuente MINTERD

## 28) ¿Cambiaron los mecanismos de salvaguardia con el tiempo?

La cuantía de la garantía para la participación en la subasta de 14 de junio de 2016 fue de 20 €/kW del volumen de calificación, mientras que la cuantía de la garantía para la participación en las subastas de 17 de mayo de 2017 y de 26 de julio de 2017 fue de 60 €/ kW del volumen máximo de calificación. Asimismo, en las sucesivas convocatorias fueron definiéndose con mayor detalle la definición de los hitos requeridos.

<sup>11</sup> De los importes a incautar se han descontado los correspondientes a la excepción del 5% de potencia prevista en el artículo 47.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio