Comisión de Expertos de Transición Energética

Análisis y propuestas para la descarbonización

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Introducción

Resumen ejecutivo

Capítulo 1. Escenarios

1.A. Escenarios energéticos y anexos

1.B. Escenarios eléctricos y anexos

Anexo sobre la energía nuclear

Capítulo 2. Propuestas para mejorar las señales de precios en los productos energéticos

2.1. Principios a aplicar para una fiscalidad eficiente sobre los productos energéticos

2.2. Principios para un diseño eficiente de los peajes de acceso

Capítulo 3. Propuestas para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico

3.1. Señales de inversión a largo plazo

3.2. Recursos distribuidos y agregación de la demanda

Capítulo 4. Movilidad sostenible

4.1. Introducción

4.2. La electrificación del parque de vehículos

4.3. Los bicombustibles en el contexto de la descarbonización

4.4. El transporte ferroviario de mercancías

4.5. El transporte marítimo y aéreo doméstico

Capítulo 5. Sectores consumidores y eficiencia

5.1. Recomendaciones para la rehabilitación energética de edificios

5.2. Papel del sector industrial en la transición energética

Capítulo 6. Las redes en los escenarios energéticos futuros

Capítulo 7. Transición justa y pobreza energética

7.1. Propuestas para una transición energética justa

7.2. Pobreza energética

Capítulo 8. Reflexiones sobre la gobernanza de la transición energética

Votos particulares

Composición de la Comisión de Expertos

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

A lo largo de los últimos treinta años, se ha ido consolidando progresivamente el consenso científico en torno a lo que se denomina el "origen antropogénico del calentamiento global del planeta". Es decir, la comunidad científica ha llegado a la conclusión de que la actividad humana es responsable del aumento de la temperatura de la Tierra a través de las emisiones de los denominados "gases de efecto invernadero" (GEI); principalmente, CO_2, metano y ozono troposférico.

Al mismo tiempo, los países desarrollados (y en especial, los europeos) están siendo cada vez más sensibles al problema de la sostenibilidad ambiental en un intento de dejar a las generaciones futuras un planeta limpio que sea habitable.

Todo esto ha llevado a la firma de sucesivos acuerdos internacionales sobre medio ambiente, auspiciados por Naciones Unidas. El más relevante fue el de Kioto, de 1997, pero sin duda es el último de ellos, el Acuerdo de París firmado en diciembre de 2015, el que ha marcado un punto de inflexión en la agenda medioambiental de la comunidad internacional.

El principal objetivo del Acuerdo de París es mantener el aumento de la temperatura global muy por debajo de 2ºC respecto de los niveles existentes antes de la revolución industrial, realizando esfuerzos para limitarlo a 1,5ºC. Y para ello, los países firmantes del Acuerdo se comprometen a fijar un objetivo concreto en materia de reducción de emisiones de GEI.

En el contexto de estos acuerdos, la Unión Europea se ha propuesto reducir los niveles de emisiones en 2050 en un 80-95% respecto de los existentes en 1990, tal como recoge en el documento "*Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050*". El esfuerzo para lograr una "descarbonización de la economía" es colosal y requiere de cambios en las estrategias y comportamientos por parte de todos los agentes: ciudadanos, actores económicos y gobiernos. Ello ha dado lugar al debate sobre la denominada "Transición Energética", esto es, cómo se puede abordar el reto de transitar hacia una economía que apenas emita CO_2.

Éste es, sin duda, uno de los retos principales al que nos enfrentamos todos en el siglo XXI. Los cambios que se van a requerir tienen implicaciones sobre el conjunto de la economía, pero principalmente, sobre el sector industrial (en el que la energía es un factor productivo fundamental), el sector del transporte (responsable en la actualidad de la cuarta parte de las emisiones de GEI de origen antropogénico), el sector residencial (a través de los sistemas de calefacción y de acondicionamiento de aire) y, por supuesto, sobre la generación de electricidad.

Para avanzar en la estrategia de descarbonización, las instituciones europeas ya aprobaron en 2007 unos objetivos concretos en materia de desarrollo de energías renovables y de eficiencia energética a cumplir en el año 2020, objetivos que se asignaron a los diferentes Estados miembros. Todo el esfuerzo desarrollado a lo largo de los últimos años por los países europeos en estas materias ha estado orientado al cumplimiento de estos objetivos.

En octubre de 2014, sobre la base del paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020, la Comisión Europea aprobó nuevos objetivos para el año 2030.

Finalmente, en estos momentos, las instituciones europeas discuten un nuevo paquete legislativo lanzado en otoño de 2016 por la Comisión para asegurar que la Unión Europea lidere el cambio hacia la Transición Energética a nivel mundial y que ello tenga lugar en un marco de mayor integración de los mercados energéticos a nivel europeo. Es el denominado Paquete de Invierno*: "Energía limpia para todos los europeos*".

Este paquete legislativo incluye, entre otras cuestiones, la obligación para los Estados Miembros de elaborar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima en los que se establezcan los objetivos, metas, y contribuciones nacionales para cada una de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, así como una descripción de las políticas y medidas previstas para su cumplimiento. El Gobierno español está ya respondiendo a esta obligación, y además está elaborando una Ley de Cambio Climático y Transición Energética que permita responder de forma integrada a los objetivos europeos.

En el Anexo que se incluye al final de este capítulo de introducción, figura una tabla que resume el conjunto de objetivos de la UE en materia de cambio climático para 2020, 2030 y 2050.

En este contexto, el pasado 7 de julio de 2017, el Consejo de Ministros acordó la creación de una Comisión de Expertos encargada de elaborar un informe en el que se analicen las posibles propuestas que permitan contribuir a la definición de la estrategia española para la Transición Energética.

En concreto, el Acuerdo establece que "*la Comisión de Expertos deberá remitir al Gobierno, a través del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, un Informe que analice las posibles propuestas de política energética, el impacto medio ambiental, las alternativas existentes y su correspondiente coste económico y la estrategia necesaria para cumplir los objetivos* [en materia de energía y clima] *de la forma más eficiente, garantizando la competitividad de la economía, el crecimiento económico, la creación de empleo y la sostenibilidad ambiental*".

Este informe responde a ese mandato del Gobierno de España. Como tal, el objetivo de este Informe de la Comisión de Expertos es analizar las posibles opciones que se han de barajar para definir una estrategia que permita al Estado español lograr el cumplimiento de los objetivos ambientales comprometidos con la UE, a la vez que se persigue la maximización del bienestar de los ciudadanos.

La definición de dicha estrategia requiere la realización previa de análisis detallados por varias razones.

En primer lugar, por la incertidumbre asociada a los propios cambios tecnológicos, ya que éstos no se producen de forma lineal en el tiempo, sino exponencial, y no se limitan, además, a las nuevas tecnologías de producción de electricidad, ya que implican también innovaciones en las infraestructuras, nuevos modelos de negocio, nuevos servicios y nuevas formas de participación por parte de los distintos agentes.

En este contexto, no resulta fácil determinar el papel que desempeñarán algunas tecnologías limpias a lo largo de la transición Energética. Por ejemplo, en el sector del transporte de pasajeros todo parece apuntar a que el vehículo eléctrico puro será la tecnología del futuro gracias al desarrollo de las baterías; sin embargo, durante la Transición, otras opciones

tecnológicas podrían resultar asimismo eficientes (como los coches híbridos o los vehículos que utilizan baterías de hidrógeno, GLP o gas natural). Lo mismo ocurre con el transporte de mercancías; surgen dudas sobre si será más eficiente la electrificación del ferrocarril (con todos los costes logísticos que ello conlleva), el transporte de vehículos pesados impulsados con gas natural o mediante baterías. En este sentido, el análisis de las distintas opciones que se plantean en el sector del transporte para conseguir una **movilidad sostenible** y la propuesta de recomendaciones constituyen, sin duda, áreas de interés de este Informe.

De igual manera, todo apunta a que la producción de energía eléctrica mediante fuentes primarias de origen renovable va a ser determinante en el proceso de descarbonización. Estas instalaciones de producción ya han alcanzado en muchos casos la paridad, demostrando su capacidad de reducir costes hasta el punto de ser rentables a los precios de mercado actuales. Sin embargo, dentro de la misma fuente primaria, se ha de analizar también la eficiencia de las distintas soluciones. Así, la generación renovable distribuida (paneles solares en tejados) puede representar un ahorro de energía en forma de menores pérdidas, además de aportar otros efectos positivos como una más activa participación del consumidor en el ámbito del sistema eléctrico (la figura conocida como *prosumidor*) y una posible modificación de los patrones de consumo para su mejor adaptación a la producción de fuentes primarias renovables. Por su parte, la generación renovable centralizada (grandes granjas solares, por ejemplo) aporta la importante eficiencia añadida de las economías de escala y de la optimización del emplazamiento, lo que permite reducir significativamente los costes medios de la energía eléctrica por ella generada y entregada al sistema eléctrico.

En lo que respecta a otras tecnologías en proceso de desarrollo, no resulta sencillo establecer, a día de hoy, cuál puede ser el recorrido que hayan podido alcanzar en el horizonte 2050, líneas tales como la captura y secuestro del carbono o la fusión del hidrógeno.

Por ello, ante las incertidumbres tecnológicas existentes, las recomendaciones que se aporten deben tener siempre en cuenta los posibles efectos negativos que, en términos de un mayor coste para los consumidores y/o para los contribuyentes españoles, podrían derivarse de posibles decisiones no correctas, basadas en previsiones erróneas.

El propio ciclo económico es también un importante factor de incertidumbre que debe ser adecuadamente gestionado para minimizar los riesgos que puede llevar asociados. Como ya ha ocurrido en varias ocasiones en nuestra reciente historia económica, cualquier sobre-estimación de los periodos expansivos puede conducir a un exceso de inversión que acabará representando un importante sobrecoste para el consumidor y/o el contribuyente.

La prudencia y la gestión del riesgo deben ser factores clave para guiar adecuadamente la estrategia de descarbonización.

Por otra parte, la Transición Energética involucra a un importante número de actores -empresas productoras, consumidores, administraciones, grupos de interés, colectivos vulnerables, etc.-, cada uno con sus propios intereses y expectativas respecto a los objetivos de la Transición. Además, una gran parte de las actividades más directamente afectadas están liberalizadas y, por tanto, son las empresas y los consumidores los que realmente toman las decisiones y los que, en definitiva, están llamados a materializar la descarbonización de la economía.

Así, por ejemplo, las empresas son las que lideran los cambios tecnológicos y las que, en definitiva, toman la decisión de sustituir las tecnologías menos limpias por las más respetuosas con el medio ambiente, en un marco regulador estable y unas políticas energéticas que orienten sus decisiones para cumplir los compromisos internacionales contraídos por los Estados para fomentar la descarbonización de la actividad económica. Por su parte, son los consumidores los que, de acuerdo con sus preferencias y en base a las señales de precio que recibe, finalmente deciden si adquieren un coche eléctrico, uno de combustión interna o uno de gas; o si optan por instalar una placa vitrocerámica o una cocina de gas; o bien, si optan por calefacción de gas natural, por un calefactor eléctrico o por una bomba de calor. Cada una de estas decisiones lleva asociadas implicaciones en el proceso de descarbonización de la economía.

Por ello, resulta fundamental que uno de los factores que vertebre la estrategia de la descarbonización sea el establecimiento de las señales correctas que deben percibir tanto los consumidores como las empresas. Ello exige reflexionar sobre la adecuada **formación de los precios en los mercados**, la necesaria internalización de los daños ambientales a través de la **fiscalidad** y sobre el **diseño correcto de los peajes de acceso** a las redes en los sectores de electricidad y gas. Todos estos aspectos son analizados en detalle en este Informe, con una especial atención al nuevo papel activo que ha de desarrollar el consumidor a lo largo del proceso de Transición Energética y a la nueva figura del **agregador**, que permitirá que el desarrollo de los **recursos distribuidos** (generación distribuida, almacenamiento y gestión de la demanda) pueda ser una realidad en los próximos años.

La estrategia de descarbonización requiere que las Administraciones Públicas tomen la iniciativa en determinadas áreas, desarrollando una **gobernanza** de la Transición Energética que fomente el aumento de la eficiencia y el bienestar social.

La descarbonización de la economía es un reto y, como tal, presenta riesgos, que deben ser correctamente gestionados, pero representa también importantes oportunidades para la sociedad, que deben ser aprovechadas. En este sentido, sería deseable que nuestro país supiera aprovechar las oportunidades del reto medioambiental en beneficio del crecimiento económico, del bienestar de la sociedad y de la creación de empleo.

Son múltiples los informes elaborados por consultoras y organismos internacionales que hacen referencia al potencial impulso del crecimiento económico y a la creación de empleo que se pueden derivar del proceso de descarbonización. En el sector de las energías renovables, destacan los estudios de IRENA (*Renewable Energy and Jobs. 2017*), de ECOFYS (*Job Potentials of Renewable Energies and Energy Efficiency. A view on Germany and Poland. 2017*) y de la OCDE (*Employment Implications of Green Growth: Linking jobs, growth, and green policies. 2017*).

Otros estudios abarcan también los impactos en el resto de sectores de la economía, destacando el Comité de Liaison Énergies Renouvelables (CLER), Réseau pour la Transition Énergétique (*Les emplois de la Transition Énergétique. Une opportunité pour la France. 2017*), el Banco Mundial (*Issues in estimating the employment generated by energy sector activities. 2012.*) e incluso la propia Comisión Europea (*Energy Roadmap 2050. Impact assessment and scenario analysis. 2012).*

En estos estudios se estiman los empleos que pueden crearse en cada sector en función del volumen de inversiones acometidas; e incluso se analizan las necesidades de capacitación y de formación requeridas en cada caso. La conclusión es que la descarbonización de la economía puede ser una gran oportunidad para la creación de empleo, y los países que la afronten, pueden beneficiarse de este proceso si son capaces de orientar sus políticas de I+D+i hacia estos sectores y si disponen de una mano de obra adecuadamente formada para adaptarse a los cambios tecnológicos que vendrán de la mano del proceso de Transición.

Por su potencial para incrementar el ahorro energético y por sus efectos sobre la creación de empleo a lo largo del proceso de descarbonización, este Informe analiza también dos áreas especialmente relevantes: la **rehabilitación energética de edificios** y la **eficiencia energética en la industria**. En ambos casos, se analiza la evolución del consumo energético a lo largo de los últimos años y se proponen recomendaciones de cara a la Transición Energética.

Como ocurre siempre que se producen cambios tecnológicos, la Transición hacia una economía descarbonizada supondrá una transformación en múltiples sectores que llevará a las empresas afectadas a enfrentarse al reto de los cambios tecnológicos. El proceso de adaptación siempre supone la apertura de nuevas instalaciones de producción, pero también el cierre de otras. En este sentido, en uno de los capítulos de este Informe se apunta la necesidad de que, a lo largo del proceso de Transición Energética, se minimicen los impactos negativos derivados de dichos cambios sobre los trabajadores y sobre los colectivos más desfavorecidos de la sociedad, de manera que se consiga una **Transición justa** que fomente la cohesión económica, social y territorial.

El capítulo más importante de este Informe es el que se ocupa del análisis de **escenarios**. Sobre la base de que la sostenibilidad medioambiental no es posible si no se garantizan al mismo tiempo la sostenibilidad técnica y la económica, este capítulo desarrolla una metodología que permite identificar, a partir de dos escenarios centrales, cuál puede ser la combinación de vectores energéticos (con un especial enfoque en el año 2030), bajo determinados supuestos en relación con los precios de los combustibles y de las emisiones de CO_2.

Con tal fin se parte de una perspectiva amplia en la que se evalúa el conjunto del sector energético para, posteriormente, centrarse en el caso específico del sector eléctrico, dada la importancia de éste en la Transición Energética. En este caso, el análisis también contempla aspectos tales como el mix térmico, incluida una evaluación del impacto del cierre de centrales nucleares, del mantenimiento total o parcial de la capacidad instalada de las centrales térmicas de carbón, del grado de interconexión con los sistemas eléctricos vecinos interconectados, del nivel de demanda y del grado de penetración de algunas de las nuevas tecnologías limpias.

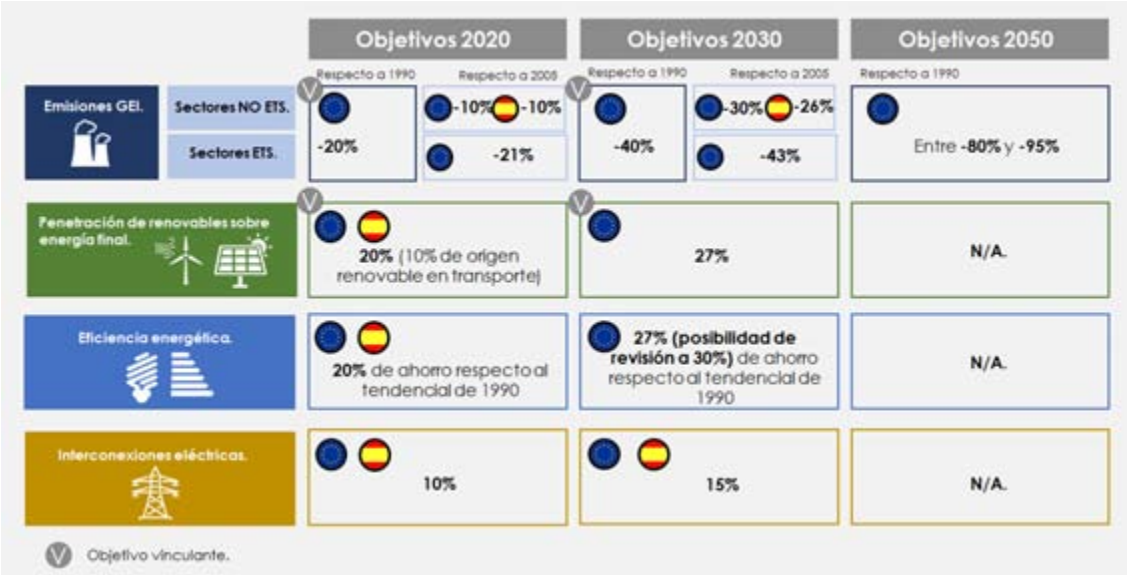
En los escenarios centrales se evalúa el grado de cumplimiento de los objetivos medioambientales asumidos por el Reino de España. El ejercicio se particulariza también para los territorios no peninsulares, atendiendo a la indicación expresa que en ese sentido realizó el Acuerdo de Consejo de Ministros del pasado 7 de julio de 2017.

El análisis y las propuestas que se aportan en este Informe han sido producto de un intenso trabajo de estudio y debate abierto entre los distintos miembros de esta Comisión de expertos, sólo limitado por el tiempo exigido para su realización y por los medios de los que

ha dispuesto.

Por último, esta Comisión de Expertos desea expresar su agradecimiento a todas aquellas personas e instituciones que han colaborado con distintas contribuciones a lo largo del proceso de elaboración de este informe. En especial, a aquéllas que han aportado desinteresadamente los medios técnicos que han permitido realizar las múltiples simulaciones que se incluyen en este Informe: Red Eléctrica de España, el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas y NERA Economic Consulting.

ANEXO. OBJETIVOS DE LA UE EN MATERIA DE CAMBIO CLIMÁTICO PARA LOS AÑOS 2020, 2030 Y 2050



El Consejo Europeo de 23 y 24 de octubre de 2014 aprobó el marco de actuación de la Unión Europea en materia de energía y clima hasta el año 2030.

Este marco establece las principales orientaciones estratégicas y los elementos fundamentales de actuación, recogiendo los objetivos de la Unión en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables, eficiencia energética e interconexiones.

En lo que refiere a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, el marco estableció el objetivo, vinculante para la Unión Europea, de una reducción de por lo menos un 40% para 2030 con respecto a los valores de 1990. Para lograr este objetivo las reducciones en los sectores sujetos y no sujetos al régimen de comercio de derechos de emisión deben concretarse en un 43 % y 30 %, respectivamente, en 2030 en comparación con 2005.

En el momento en que se emite este informe, la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero anuales vinculantes por parte de los Estados miembros de 2021 a 2030 para una Unión de la Energía y con objeto de cumplir los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París y por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 525/2013, también conocida como el "Reglamento de reparto del esfuerzo" ya ha sido respaldada por el Pleno del Parlamento Europeo y por el Consejo de Medioambiente, quedando tan sólo pendiente su publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea. Este Reglamento contempla para España un objetivo vinculante de reducción de emisiones en sectores difusos del 26%.

Por otra parte, las conclusiones del Consejo Europeo de 2014 recogían que la cuota de energías renovables dentro del consumo total de energía de la UE en 2030 debe ser como mínimo del 27 %.

En materia de eficiencia energética, se fija a escala de la UE un objetivo indicativo consistente al menos en un 27 % en 2030 con respecto a las previsiones de consumo energético futuro sobre la base de los criterios actuales, con posibilidad de revisión antes de 2020, y teniendo en mente un nivel del 30 %.

Posteriormente, durante la fase de tramitación del paquete legislativo "Energía limpia para todos los europeos", que implica un procedimiento legislativo ordinario (antes denominado codecisión) el Consejo de la Unión Europea, en su configuración en energía, y el Parlamento Europeo han propuesto distintos objetivos, 27% y 35% en renovables, y 30% y 35 % en eficiencia energética (que se incrementa incluso al 40% en el Reglamento de Gobernanza), respectivamente. En el momento de redacción de este informe, están en curso las negociaciones tripartitas (trílogos) entre la Comisión Europea, el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo siendo este uno de los temas que ocuparán amplias deliberaciones.

En materia de interconexiones eléctricas, el objetivo recogido por el Consejo Europeo y la propuesta de Reglamento de Gobernanza es del 15%, el cual debe ser calculado según la nueva metodología propuesta por la Comisión Europea[1].

[1] A este respecto, la Comisión Europea convocó un Grupo de Expertos para emitir una opinión sobre cómo hacer operativo el objetivo del 15 % de capacidad de interconexión eléctrica entre los Estados miembros. El Grupo emitió un informe de noviembre de 2017: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf. El Informe propone incrementar la capacidad de interconexión siempre que se cumpla cualquiera de las tres condiciones siguientes: que el diferencial de precios medio anual entre los mercados sea superior a 2€/MWh, que la capacidad de interconexión sea inferior al 30% de la demanda máxima, o que sea inferior al 30% de la capacidad renovable instalada. Cualquiera de estos criterios destaca el bajo nivel de interconexión del sistema eléctrico ibérico con el resto del sistema interconectado europeo.

RESUMEN EJECUTIVO

RESUMEN EJECUTIVO

El punto de partida para este informe de la Comisión de expertos es la elaboración de un conjunto de **escenarios** sobre la evolución del sector energético (Capítulo 1 de este Informe). Ello proporciona un marco general sobre el que, siguiendo el mandato del Acuerdo del Consejo de Ministros, se articulan las distintas propuestas de política energética que se proponen a lo largo del informe.

La simulación de escenarios se ha llevado a cabo en dos fases. En primer lugar, se han realizado simulaciones considerando la posible evolución de la demanda y la oferta de todos los usos de la energía y de todos los vectores energéticos bajo distintos supuestos, establecidos de forma exógena, con el objetivo de verificar el cumplimiento de los objetivos planteados en cada una de las posibles sendas analizadas hasta el año 2030.

El caso base para 2030 muestra un desacoplamiento muy significativo del crecimiento económico y de la demanda energética. El peso del gas y de las tecnologías renovables, especialmente la fotovoltaica, aumentan de forma muy relevante mientras que la demanda de petróleo se reduce en gran medida. En el escenario central se asume que las centrales nucleares se mantienen en el mix, si bien el carbón desaparece casi por completo.

Para proporcionar una visión sobre la coherencia con el enfoque de más largo plazo de la Unión Europea, se ha considerado necesario realizar un análisis a 2050. En ese contexto el mix energético estará dominado por las energías renovables, entre las que la generación hidráulica seguirá siendo fundamental, que en condiciones de desarrollo tecnológico favorable podrían suministrar la práctica totalidad de la generación eléctrica. Un sistema energético con esas características deberá, además, afrontar el reto de garantizar la seguridad de suministro.

Los resultados obtenidos de la simulación para el caso base y los distintos análisis de sensibilidad indican, en primer lugar, que el grado de cumplimiento de los límites de emisiones referenciados a 2005 es muy elevado en los escenarios analizados para 2030. En todos los escenarios se cumplen los límites en el caso de los sectores energéticos difusos. Igualmente, todos los escenarios, menos el de la no extensión de vida útil de la energía nuclear, cumplen con los límites (orientativos, dado que el sector ETS a nivel europeo deberá cumplir el límite por la acción del propio mercado de emisiones) en los sectores energéticos sujetos al comercio de derechos de emisiones (ETS).

Dadas las características de las simulaciones realizadas, las variaciones en los precios del CO_2 solamente inducen cambios en los costes del sistema, pero no en las emisiones, en tanto que respecto a la potencia instalada de carbón se ha adoptado la hipótesis de que es prácticamente nula, sin perjuicio de los análisis de sensibilidad realizados. Alcanzar las reducciones de emisiones en el sector eléctrico dependerá de si se dan las condiciones y señales económicas (incluido un precio al CO_2) apropiadas para la instalación de las tecnologías libres de emisiones. Al mismo tiempo, bajo los supuestos utilizados, las tecnologías de usos finales son rentables sin necesidad de un precio del CO_2, por lo que su

penetración dependerá de la velocidad de difusión de estas tecnologías y determinarán el potencial de reducción de emisiones.

Es importante señalar que no se ha tenido en cuenta la posible reducción asociada a cambios de comportamiento de los consumidores energéticos. Por supuesto, cabría esperar una mayor reducción de emisiones si las señales de precios son más intensas que las contempladas o se implementan medidas regulatorias más estrictas (por ejemplo, el acceso a centros de ciudades).

ESCENARIO BASE (DG 2030)			
ENERGÍA PRIMARIA (TWH)		**VALORES ANUALES (O ANUALIZADOS)**	
Nuclear	151,1	Coste total de la energía (1.000 M€)	154,9
Carbón	19,8	Coste de operación (1.000 M€)	68,6
Hidráulica fluyente	6,3	Coste de inversión (1.000 M€)	86,4
Hidráulica regulable	25,7	Coste medio energía primaria (€/MWh)	135,2
Eólica	69,5	Coste medio energía final (€/MWh)	165,4
Solar fotovoltaica	88,4	Coste medio gen. electricidad (€/MWh)	51,0
Solar termoeléctrica	24,4	Coste de CO_2 (1.000 M€)	5,9
Solar térmica	6,3	Coste de NOx (1.000 M€)	3,7
Biomasa (cultivos)	19,9	Coste de SO_2 (1.000 M€)	1,4
Biomasa (agricultura)	18,6	Coste de PM 2,5 (1.000 M€)	2,8
Biomasa (bosques)	11,8	CO_2 difusos ($MtCO_2$)	94,3
Electricidad exportada	-22,4	CO_2 ETS ($MtCO_2$)	69,7
Gasolina	97,9	Emisiones CO_2 ($MtCO_2$)	164,0
Diésel	90,9	% Renovables eléctricas	60,9
Queroseno	12,0	Generación eléctrica en b.c.(TWh)	320
Otros derivados petróleo	0,0	% Electrificación demanda final	29,0
Biodiesel	17,4	% Demanda final renovable	25,4
Gas Natural	466,1	% Mejora de eficiencia (objetivo europeo)	39,4
GLP	42,4	% Mejora de eficiencia (respecto a 2015)	20,7

Las reducciones de emisiones previstas a 2030 serían coherentes con un escenario de reducción del 80% de las emisiones para 2050. Sin embargo, hay escenarios más ambiciosos (los que incorporan actuaciones de rehabilitación de edificios), mientras que otros (en los que se elimina la generación nuclear o en los que se supone un precio del petróleo inferior) implican una reducción menor de emisiones en 2030. Es relevante señalar la importancia de que se materialicen las mejoras de eficiencia previstas para los vehículos que utilizan motores de combustión y que se realicen las inversiones en eficiencia energética supuestas por el modelo (y económicamente rentables) para el resto de los sectores finales.

Se observa dificultad para descarbonizar los consumos energéticos de la industria, algo que, si bien para 2030 no es crítico bajo los supuestos realizados, sí podría serlo a 2050. Adicionalmente, si el objetivo de reducción de emisiones para 2050 fuera del 95% sería conveniente un esfuerzo algo mayor de reducción en 2030.

En segundo lugar, el cumplimiento del objetivo de penetración del 27% de energías renovables sobre la demanda energética final en 2030 parece más complicado de alcanzar, a la vista de los resultados obtenidos. Alcanzar dicho objetivo depende del supuesto que se realice sobre la electrificación de la demanda final y también del nivel de eficiencia y consumo final. Con la electrificación supuesta en el escenario base en estos escenarios globales no se llegaría a alcanzar ese objetivo (ese supuesto se modifica en el caso de los escenarios eléctricos). Sí lo hace cuando aumenta el esfuerzo en ahorro energético (por ejemplo, vía aislamiento de viviendas), o cuando aumenta la cuota de biocombustibles en el transporte. Por el contrario, una reducción de los precios del gas o del petróleo llevaría a una reducción de la cuota renovable muy por debajo del 27%. El aumento de la penetración de la energía solar térmica en el sector residencial, en las cantidades asumidas en la simulación, no basta por sí mismo para lograr el objetivo.

Lo anterior indica que, para cumplir con el objetivo de renovables propuesto, no basta con la mayor introducción de estas tecnologías en el sector eléctrico, que por otra parte es intensa en los escenarios considerados. Es imprescindible un esfuerzo de reducción de la demanda final de energía y, también, una mayor participación de las energías renovables en los consumos no eléctricos. Aunque no se ha evaluado en las simulaciones, un aumento de la cuota de electrificación de la demanda final también permitiría aumentar la cuota global de renovables en el sistema. En esa línea actuaría, por ejemplo, una mayor electrificación del transporte respecto a la contemplada en los escenarios, si bien los efectos de la electrificación del parque se dejarán sentir de forma más acusada en el escenario posterior a 2030. En el mismo sentido actuaría también la reconversión energética del parque de viviendas existente en el que, además de medidas basadas en el ahorro energético, se espera un peso creciente del uso de la electricidad en los equipos consumidores y una mayor participación de las energías renovables térmicas. De particular relevancia será el papel que puedan jugar las bombas de calor como tecnología para la descarbonización energética de los edificios.

Naturalmente, estos elementos cobrarían aún mayor importancia si el objetivo de renovables establecido finalmente fuera del 35%, en cuyo caso sería necesario activar simultáneamente todos los elementos mencionados anteriormente.

En tercer lugar, el escenario base muestra una mejora de eficiencia primaria de un 39,4% respecto al consumo estimado para 2030 por PRIMES, cumpliendo así el objetivo europeo. Si se supone un menor precio del petróleo, menor ganancia de eficiencia de los coches, o mayor crecimiento del acero y cemento esa mejora se reduce ligeramente, mientras que aumenta en el escenario con aislamiento de edificios y mayor cuota de vehículos eléctricos. Este porcentaje se reduciría al 20,7% si se considera el periodo analizado en este trabajo (2015-2030).

Nuevamente, es importante contar con señales económicas o con regulaciones específicas que permitan reducir la demanda de servicios energéticos mediante cambios de comportamiento, y con ello, facilitar el cumplimiento de los objetivos de ahorro energético, más allá de lo que permite el cambio tecnológico. Esto es más importante aún si los objetivos se sitúan en niveles del 30 o 35%. Para alcanzarlos sería crítico contar con las medidas de ahorro energético en edificios y en transporte.

Es necesario volver a llamar la atención sobre la influencia de factores no controlables, como los precios del petróleo, en el cumplimiento de este objetivo: una reducción de los precios de esta fuente energética conlleva un aumento de su demanda, y por tanto en el consumo de energía primaria, respecto al que se mide el objetivo de ahorro energético.

Además, un elemento muy relevante para la transición energética es el coste económico del suministro de energía, así como las señales económicas trasladadas a los agentes. En relación con ello, cabe señalar que una señal de precio al CO_2 más elevada resultará en una mayor reducción de emisiones, pero también impacta en los costes del suministro energético con los consiguientes efectos negativos sobre la industria y los hogares, lo que puede hacer necesario disponer de mecanismos de protección a los consumidores más vulnerables.

Una mayor penetración de energías renovables supone una reducción de los costes marginales del sistema eléctrico, que a su vez reduce los ingresos de la potencia eléctrica instalada, bajo el sistema actual. Por ello, resulta necesario analizar soluciones que aporten señales de inversión a largo plazo que garanticen tanto la seguridad de suministro como el cumplimiento de los objetivos de descarbonización.

Por último, es también conveniente tener en consideración que, bajo algunos escenarios de descarbonización en 2050, las energías fósiles podrían no tener cabida en el sistema, por lo que hay que evaluar cuidadosamente las necesidades de inversión a 2030 asociadas a estas fuentes energéticas y los plazos disponibles para su amortización.

En el segundo bloque del Capítulo 1 se realiza un análisis más detallado de **escenarios para el sector eléctrico**. Al igual que ocurre en el análisis de escenarios energéticos más generales, los escenarios eléctricos no presuponen una previsión sobre la evolución probable del sistema, sino una evaluación de referencia de cuál sería su comportamiento previsible dadas estas condiciones externas y, sobre todo, un punto de partida para observar cómo se alteran los resultados cuando se modifican algunos de los parámetros en los que se basan. En particular, se evalúan diferentes alternativas desde el punto de vista de combinación de fuentes de generación: nuclear, térmica de carbón, ciclos combinados, cogeneración, uso de residuos y generación de fuentes renovables, incluyendo la hidráulica. Al mismo tiempo, los escenarios consideran diferentes intensidades en términos de electrificación y eficiencia, junto a distintos niveles de interconexión y costes. Ello permite comprobar, para cada una de esas combinaciones, el grado de penetración de las energías renovables, el nivel de emisiones de CO_2 resultante, así como su impacto económico para el consumidor español.

Para el análisis de escenarios eléctricos esta Comisión ha considerado que, entre las diversas alternativas posibles, la opción más deseable era la de utilizar los parámetros que permitiesen situar el análisis en un marco coherente con el que se realiza en otros países europeos. Ello es así porque las decisiones que se adopten al otro lado de la frontera ejercen una influencia muy relevante sobre los resultados de los escenarios marco de referencia y porque un enfoque de este tipo permite integrar de modo coherente diversos parámetros que son exógenos a las circunstancias y decisiones que puedan adoptarse en España. Particularmente, los costes de las energías fósiles y las estimaciones sobre la evolución del mix energético que se realizan en otros países. Con tal fin, esta Comisión ha utilizado la

referencia proporcionada en dos de los escenarios establecidos en el *Ten Year Network Development Plan* de 2018: el escenario Generación Distribuida (DG) y el escenario Transición Sostenible (ST). Ambos escenarios presuponen una potencia instalada por cada tipo de tecnología, con una ambiciosa penetración de renovables, así como una evolución de los costes de las materias primas, de los costes de generación de cada opción y del precio del CO_2. Estos dos escenarios constituyen el punto de partida sobre el que realizar un amplio conjunto de ejercicios de sensibilidad para el sistema peninsular.

El escenario DG es el escenario base sobre el que desarrolla la mayor parte de los ejercicios de simulación eléctricos. Este escenario asume un salto significativo en el despliegue de la generación distribuida y de las tecnologías de almacenamiento, especialmente baterías. La demanda de electricidad se incrementa en los sectores de climatización y transporte, si bien en el ámbito residencial se reduce (en términos netos de autoconsumo) debido al comportamiento del nuevo rol del "prosumer" y al incremento de las medidas de eficiencia. La demanda final crece con una tasa del 1,2% hasta alcanzar 296 TWh, frente a los 253 TWh actuales, y se considera un elevado precio final de las emisiones de CO_2 de 50€/t CO_2 (frente a los aproximadamente 7,5 €/t CO_2 actuales). En consecuencia, se encarece la generación con combustibles fósiles y en particular la generación eléctrica con ciclos combinados en España tendría, de verificarse esta hipótesis, una ventaja competitiva de 5,2 €/MWh respecto a los grupos de carbón.

En el escenario ST la electrificación de la climatización y el transporte se lleva a cabo más lentamente respecto al escenario DG. La figura del "prosumer" apenas tiene relevancia en este escenario y la demanda de electricidad crece moderadamente, con un crecimiento medio anual acumulativo del 0,9%, lo que conduce a una demanda final en torno a 285 TWh. En este caso se ha supuesto un precio del CO_2 de 33 €/tCO_2. De verificarse esta hipótesis y el resto de supuestos sobre costes de combustibles, la generación eléctrica con ciclos combinados en este escenario tendría una ventaja competitiva de 15,8 €/MWh respecto a los grupos de carbón.

El resultado de ambas simulaciones generales de partida se representa a continuación de modo resumido para el sistema peninsular español.

	VALORES DE REFERENCIA (HIDRAULICIDAD MEDIA)	
	DG 2030	**ST 2030**
Demanda (TWh)	**296**	**285**
Capacidad total instalada (MW)	**149.439**	**143.737**
Nuclear	7.117	7.117
Carbón	847	4.660
Ciclo combinado	24.560	24.560
Hidráulica (+bombeo)	23.050	23.050
Eólica	31.000	31.000
Fotovoltaica	47.150	40.000
Termosolar	2.300	2.300
Resto renovables	2.550	2.550
Cogeneración y otros	8.500	8.500
Baterías	2.358	0
% RES / Generación	62%	67%
% RES / energía final estimada	29,7%	28,4%
% vertidos energía renovable	2,70%	2,39%
Emisiones kt CO_2	12.593	16.264
Coste variable de generación (€/MWh)	52,0	32,7

Cabe señalar que las emisiones de CO_2 asociadas a la generación en ambos escenarios base se reducen drásticamente respecto a las actuales, como consecuencia de la mayor penetración de renovables, de modo que suponen una reducción de un 87-83 (DG y ST respectivamente) respecto de las emitidas en 2005. Es decir, el sector eléctrico experimentaría en ambos escenarios una reducción de emisiones muy superior a la reducción del 43% respecto del año 2005 establecida a nivel europeo para los sectores incluidos en el régimen de comercio de derechos de emisión.

Los costes variables de generación son de 52,0 €/MWh en el escenario DG y de 32,7 €/MWh en el escenario ST. Comparativamente entre ambos escenarios, el menor precio en el escenario ST supone una disminución de casi 6.100 millones de euros anuales en coste variable de generación y se debe entre otros factores, a la menor demanda y al menor precio de las emisiones de CO_2.

Se ha simulado el mix de generación en ambos escenarios con el objetivo de minimizar los costes variables, considerando una capacidad térmica mínima acoplada de 5.500 MW. Es importante tener presente que la garantía de suministro y la calidad de servicio del sistema eléctrico requieren de la aportación de inercia, regulación de la potencia, la frecuencia y el módulo de la tensión que con la tecnología disponible es proporcionada por los generadores

síncronos, ligados esencialmente a las plantas nucleares, térmicas e hidráulicas. El nivel de interconexión con Francia considerado en los escenarios de referencia es de 5.000 MW aproximadamente, lo que se alcanzaría con la nueva línea de interconexión a través del Golfo de Vizcaya prevista para 2025. La oferta de cada generador será su coste variable de su generación; por tanto, no deben interpretarse como los precios finales que resultarían del mercado.

Asimismo, no se han considerado entre los costes de generación el hecho de que determinadas tecnologías, en diversos escenarios, podrían no recuperar los costes fijos de nuevas inversiones vía precio de mercado de la energía u obtener un margen positivo de ingresos sobre el coste variable. Esto no ha supuesto una restricción a la hora de considerar su participación en la generación, dado que es previsible la necesidad de contar con otros mecanismos retributivos complementarios para posibilitar su viabilidad económica. Por tanto, los escenarios únicamente se refieren al coste variable de generación, que no necesariamente coincidiría con el coste económico total para asegurar el mix de potencia asumido. En cualquier caso, también se proporciona información sobre los costes fijos del sistema que se asocian a cada escenario, en particular sobre los volúmenes de inversión que los escenarios requieren tanto en transporte como en generación. En ningún escenario se detectan situaciones de energía no suministrada (salvo que se asuman condiciones extremas no consideradas en los análisis), los escenarios difieren en los valores de capacidad de generación renovable instalada (eólica, solar) y, en algunos de ellos, en la capacidad de almacenamiento instalada (baterías).

Como se ha señalado, los escenarios deben interpretarse como una referencia para la calibración del resultado del sistema eléctrico bajo determinadas hipótesis. Los principales resultados obtenidos serían los siguientes:

- **Reducción de la demanda. -** Una demanda inferior a la asumida en el caso base (equivalente a un incremento del 0,9% anual, frente al 1,2% del escenario base) reduciría los costes variables (entre el 8,6% y el 12,7%) y las emisiones (en torno al 26%), a la par que aumentaría la participación de renovables estimada en la energía final. Estos resultados refuerzan el mensaje mencionado anteriormente acerca de la importancia de impulsar medidas de eficiencia y ahorro para la consecución de los objetivos medioambientales.
- **Cierre del parque nuclear existente. -** El cierre anticipado de las centrales nucleares supondría un incremento del coste de generación de entre 2.000 y 3.200 millones de euros cada año según el escenario. Asimismo, las emisiones de CO_2 se incrementarían en unos 15Mt deCO_2 frente a los escenarios de referencia con hidraulicidad media. Es decir, prácticamente se doblarían frente al escenario de referencia, con un incremento del coste por ETS de entre 480 y 760 M€ cada año según el escenario. Por otro lado, se aumenta en casi un punto porcentual la participación de renovables estimada sobre energía final, y se reducen los vertidos renovables entre un 25%-27%. En cuanto al intercambio de energía, el saldo exportador se reduce llegando a ser importador el intercambio con Francia en el caso de hidraulicidad seca. Respecto a la necesidad de potencia adicional firme para garantizar el índice de cobertura en situación extrema, ésta alcanzaría un valor de 11.700 MW, lo que supone un incremento de 7.100 MW respecto al escenario base en el caso del cierre total del parque.

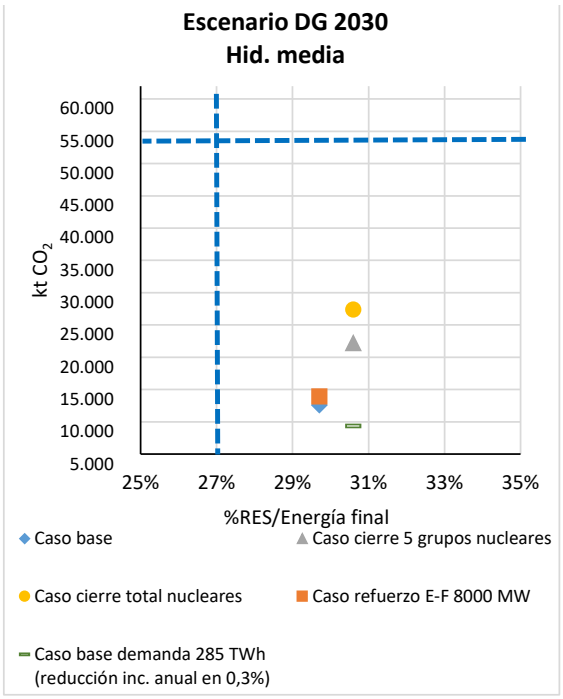
- **Evolución del parque de carbón. -** Como se ha mencionado, el coste de generación variable del mix energético y, en particular, la evolución de las centrales de carbón y su posición competitiva frente al gas natural, estará condicionada en gran medida por el precio que tenga la tonelada de CO_2 en el futuro. En este sentido, se ha planteado un estudio de sensibilidad modificando el escenario base DG para mantener una potencia instalada de carbón igual a 4.660 MW y se ha modificado el coste de emisiones de 50 €/t CO2 a 33€/t CO2 y 7,5 €/t CO2 (valor este último equiparable al actual). Como resultado de la simulación se produce un incremento de la generación con carbón, lo que para un año hidráulico medio se traduciría en un abaratamiento de costes variables de generación de aproximadamente un 14% (2.179 millones de euros anuales de menor coste de generación, para un precio del CO2 de 33 €) o del 30% (4.675 millones de euros anuales de menor coste de generación, para un precio de CO2 de 7,5 euros). Por otra parte, la mayor producción con carbón de produciría un incremento de las emisiones de CO2 hasta los 30,7 Mt (en el caso de 33 €) y 32,9 Mt (en el caso de 7,5 €).
  Los efectos anteriores serían en ambas dimensiones, de coste variable y emisiones, más acusados en el escenario donde se mantiene la potencia instalada de carbón en 9.536 MW. En este caso, un precio del CO_2 de 7,5 euros obtendría un ahorro de costes variables del 45%, si bien las emisiones se incrementarían hasta las 49 Mt.
- **Incremento de la interconexión con Francia. -** Considerar un incremento de la capacidad de intercambio ES-FR desde 5.000 MW en el escenario base hasta 8.000 MW incrementaría el perfil netamente exportador a Francia, que ya se produce en los escenarios base, lo que supone un incremento de la demanda efectiva y por tanto del coste de la generación. Este último se incrementaría del orden de 300 millones de euros por cada euro de variación del coste marginal de generación. Téngase en cuenta que un cambio en el mix de generación del sistema francés con una reducción de su componente nuclear menor de la inicialmente prevista haría que el sentido del flujo por la interconexión y los efectos económicos para el sistema español cambiaran de signo. Al mismo tiempo, permitiría reducir los vertidos de renovables en un 31% aproximadamente.
  En la simulación no se ha monetizado el beneficio para los consumidores derivado del incremento de la seguridad de suministro que es consecuencia de la existencia de una interconexión más fuerte, ni tampoco los beneficios que se producirían al poderse incrementar la reserva de regulación y los servicios transfronterizos de balance compartidos con otros sistemas centroeuropeos. En cualquier caso, a lo largo del informe se advierte en diversas ocasiones que los supuestos sobre ampliación de infraestructuras no presuponen la viabilidad económica de las mismas ni se ha evaluado su impacto sobre la sostenibilidad económica del sistema (eléctrico o gasista), aspecto que requerirán en cada caso una evaluación específica.
- **Instalación extrema de renovables. -** Se ha simulado la introducción extrema de renovables, con una potencia de 47.500 MW para la eólica y 77.000 MW para la fotovoltaica. La introducción extrema de renovables produciría una reducción muy significativa del coste de generación, con unos 9.700 millones de euros de ahorro de coste variable en el escenario DG. Esta situación equivaldría a un hundimiento de los costes de generación que, por una parte, dificultaría la rentabilidad de las tecnologías térmicas necesarias para proporcionar la potencia de respaldo a la

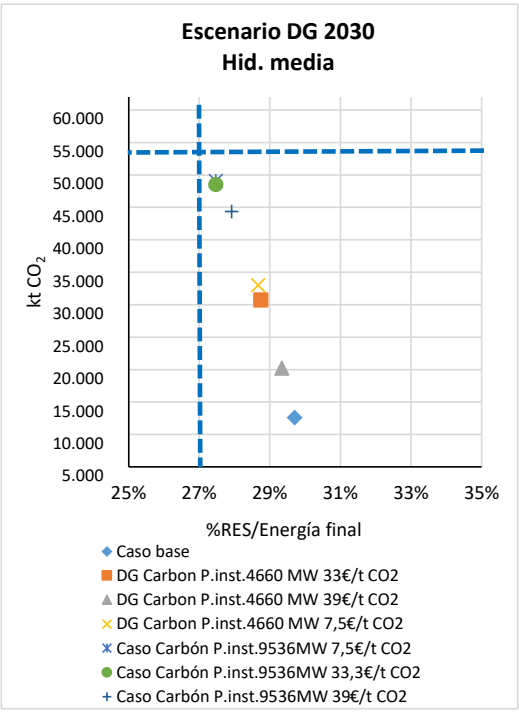
generación renovable para la operación segura del sistema eléctrico. Por otra parte, la reducción de los costes de generación dificultaría la recuperación de las inversiones en instalaciones renovables y, en consecuencia, el interés de los posibles promotores en incrementar su instalación. Por su parte, las emisiones de CO2 se reducirían aproximadamente a la mitad frente al escenario de referencia (pasando a 6,8 Mt) y las exportaciones con Francia en un año hidráulico medio se incrementarían en un 236% como consecuencia del aumento del *spread* de precios con el país vecino.

En este escenario se alcanzaría aproximadamente un 33,3% de penetración de renovables en energía final, lo que supone del orden del 70% de penetración de renovables en el mix de generación eléctrico. Los vertidos de renovables se incrementarían en más de un 600% frente al caso base.

Por último, cabe señalar que técnicamente estos valores tan elevados de generación renovable intermitente pueden comenzar a poner en riesgo la operación del sistema en condiciones de seguridad. En ese contexto, el incremento de la capacidad de bombeo hidráulico adquiriría aún más importancia. Asimismo, es particularmente importante recordar en este caso que no se ha modelizado el coste de las tecnologías de respaldo o el coste de las primas que las tecnologías renovables podrían necesitar para cubrir sus propias inversiones.

A continuación se muestra de manera gráfica el porcentaje de renovables sobre energía final y el nivel de emisiones totales (kt CO_2) en el escenario base de referencia DG y año hidráulico medio, así como en las principales simulaciones realizadas. Puede observarse que en ninguno de los escenarios simulados se llegaría a la referencia de 53,52 Mt CO_2 en 2030, correspondientes a una reducción del 43% respecto de las emisiones de 2005 para la península.





El Capítulo 1 presenta también simulaciones para los sistemas insulares de Baleares y Canarias. Con carácter general, los aspectos clave en los sistemas insulares son el despliegue de la generación renovable y la puesta en servicio de infraestructuras de refuerzo de la red de transporte y, en particular, de los enlaces entre islas. En ambos casos se supone el mantenimiento de gran parte de la generación térmica actual considerando que en el horizonte de estudio se ha producido el alargamiento de la vida útil y adecuación de emisiones industriales requeridas por la Directiva.

En el caso de Baleares, la generación renovable en el escenario base supondría el 13% de la generación total, con un 30% de la demanda cubierta desde la Península. En este caso se han realizado simulaciones con refuerzo de conexiones entre islas y con la península (en cuyo caso el abastecimiento desde la Península es del 70%), así como el cierre parcial del parque de generación con carbón.

En el caso de Canarias, los ejercicios de simulación de escenarios eléctricos alternativos al base, en el que ya se asume un importante incremento de penetración de generación renovable, especialmente eólica, introducen, además del refuerzo de conexiones entre islas, nuevas infraestructuras de bombeo y gasistas. El peso relativo de la generación renovable en la demanda final se incrementa desde el 23% en el escenario base (con bombeo en Gran Canaria) a un 36% (con enlace entre Gran Canaria y Fuerteventura) y un 48% (añadiendo interconexión Gran Canaria-Tenerife y bombeos en Tenerife y La Palma), junto a notables reducciones en emisiones y costes variables de generación. Estos costes variables y el nivel de emisiones vuelven a reducirse notablemente cuando se supone el desarrollo de centrales de regasificación.

Por último, en el Capítulo 1 se ha incluido un anexo sobre la energía nuclear, en el que se describe su situación en el mundo y en España, así como sus aportaciones al sistema. Los siete reactores en operación, que representan aproximadamente el 7% de la potencia eléctrica instalada, generaron en 2016 el 21,39% de la producción eléctrica total, resultando la primera fuente de generación en España. Esta participación fue del 11,5% a nivel mundial y del 27,7% a nivel de la UE. En el anexo se pone de relieve la garantía de suministro del combustible nuclear, no habiendo experimentado un incremento significativo el precio de los concentrados de uranio en los últimos 35 años, así como la gran relevancia de la contribución de la energía nuclear al funcionamiento seguro del sistema eléctrico. Asimismo, se refleja la sensibilidad de la tasa que habría que aplicar a los titulares de las centrales nucleares para financiar las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), tanto a la tasa de descuento estimada en los cálculos, que dependerá de la evolución futura de los mercados financieros, como a la vida útil considerada para las centrales. En relación con esto último, se hace referencia a la normativa vigente en España y en otros países, así como a los reactores que cuentan con autorización para operar más allá de los 40 años. Se destaca la competitividad de la industria nuclear y capacidad exportadora, así como su impacto socioeconómico. En ese contexto, esta Comisión realiza distintas consideraciones:

- En relación con los distintos desmantelamientos de centrales nucleares que haya que acometer en su día, resulta necesaria una planificación adecuada, y con la suficiente antelación, para optimizar técnica y económicamente los recursos

disponibles para llevar a cabo, tanto la gestión del combustible gastado, como la ejecución de dichos desmantelamientos.

- Actualmente, la gestión de los residuos radiactivos y el desmantelamiento de las centrales se financian a través del "Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR)". Teniendo en cuenta que el valor de la tasa establecida para tal fin no se ha modificado desde su entrada en vigor en el año 2010, y que durante el periodo transcurrido desde entonces ENRESA, en los análisis efectuados, ha estimado un incremento de los costes futuros (nuevos impuestos que gravan los residuos que se envían a la instalación de El Cabril, actuaciones derivadas del retraso del ATC, etc.) y una reducción de la tasa de descuento debido a la evolución de los mercados financieros, resulta necesaria una revisión del valor de la misma para evitar la generación de déficits y, en consecuencia, poder disponer de los recursos necesarios para hacer frente a las responsabilidades futuras. Su valor actual (6,69€/MWh) resulta insuficiente y, por tanto, da lugar a la generación de un déficit para el escenario de vida de 40 años contemplado en el vigente PGRR.
- Teniendo en cuenta el tiempo transcurrido desde la aprobación del vigente Plan General de Residuos Radioactivos, se considera procedente la aprobación de un nuevo Plan al objeto de actualizar las actuaciones y soluciones técnicas a desarrollar en el futuro, así como las previsiones económico-financieras correspondientes.
- Dado que es el Consejo de Seguridad Nuclear el único organismo competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica, le corresponde a él determinar la capacidad técnica de cada instalación para continuar su operación en condiciones de seguridad.
- Por último, al tratarse de un sector con un elevado nivel tecnológico y con experiencia y conocimientos adquiridos durante más de cincuenta años, esta Comisión considera que cualquier decisión que pudiera adoptarse en relación con el parque nuclear debería ir acompañada de un análisis sobre el impacto que tendría para la industria nuclear, con el objeto de tratar de preservar, al menos, el empleo altamente cualificado y las capacidades básicas con las que resulte conveniente seguir contando en el futuro.

Como se ha señalado con anterioridad, adicionalmente al análisis de escenarios energéticos que se han sintetizado con anterioridad, una parte sustancial de este informe desarrolla, en cumplimiento del mandato por el que se constituyó esta Comisión de expertos, un amplio conjunto de propuestas de política energética que pueden contribuir a facilitar el proceso de transición energética hacia una economía descarbonizada.

Esas propuestas se abren, en el Capítulo 2 del Informe, con un análisis sobre qué medidas deben aplicarse para mejorar las **señales de precios** en los productos energéticos. Estas medidas son de dos tipos principales.

En primer lugar, se propone abordar una reforma fiscal con objetivos medioambientales. Se parte de considerar que el diseño actual del sistema fiscal energético podría suponer una asignación ineficiente de recursos, ocasionando efectos negativos sobre el bienestar general. Esto es así debido a que no se internalizan adecuadamente los costes ambientales de la energía. Por ello, el eje vertebrador de la reforma habrá de ser la internalización de los

costes medioambientales asociados a cada producto energético. Adicionalmente, las Comunidades Autónomas han desarrollado sus propios impuestos ambientales, lo que ha podido afectar a la competitividad relativa de las instalaciones de generación situadas en las diferentes Comunidades. Por ello, se considera conveniente armonizar este tipo de fiscalidad en todo el territorio español, siempre respetando el reparto de competencias entre las Administraciones Públicas.

Esta Comisión propone avanzar hacia una reforma fiscal ambiental en el ámbito energético como un medio esencial para llevar a efecto el proceso de descarbonización de la economía y de mejora de la calidad del aire. La reforma se plantea de manera que permita: (1) mejorar las señales de precios a los consumidores, (2) ser compatible con la sostenibilidad económica y financiera del sistema energético y (3) no suponer ni una pérdida de recaudación para las Administraciones Públicas ni un incremento de la presión fiscal.

En la propuesta de reforma se ha tratado de evitar el riesgo de deslocalización de empresas, por lo que se plantean mecanismos de compensación para las industrias más expuestas a competencia internacional para evitar perder competitividad, tejido productivo y empleo. Asimismo, se plantean exenciones para mitigar el impacto en determinados colectivos de usuarios sensibles (como es el caso del transporte aéreo, agricultores o los profesionales del transporte) y se plantea la articulación de un mecanismo que tenga en cuenta el caso de los sectores que actualmente están obligados a participar en el mercado de derechos de emisión.

Con todo ello, los principios básicos para la reforma fiscal energético-ambiental eficiente que se propone son tres.

En primer lugar, la sustitución de los actuales impuestos que gravan la energía por impuestos que internalicen daños ambientales asociados a la generación y consumo de energía. En este sentido se plantean dos nuevos impuestos que graven tanto las emisiones de CO_2 como los daños de otras emisiones contaminantes (SO2, NOx y partículas), que recaerían sobre las instalaciones de generación de electricidad emisoras, así como sobre los consumidores finales de carbón, gas natural y derivados del petróleo.

En segundo lugar, la modificación de la actual financiación de las energías renovables. Se parte de reconocer que el mayor esfuerzo de promoción de las energías renovables se ha realizado a través de las renovables eléctricas. Tiene sentido que ello sea así, en la medida en que la evolución tecnológica ha demostrado que las centrales eólicas y las solares fotovoltaicas son las que tienen menores costes medios de producción. Sin embargo, la mayor parte del esfuerzo de financiación de las energías renovables corre a cargo del consumidor de electricidad, lo que podría ser cuestionado desde el punto de vista de su eficiencia, pues distorsiona el precio relativo de la electricidad comparado con cualquier energía sustitutiva. Así pues, en un contexto en que resulta necesario avanzar en el grado de electrificación de la economía, se propone modificar la actual financiación de las energías renovables por un recargo para todas las energías formado por dos componentes:

- Un primer componente que reflejaría el sobrecoste de las instalaciones renovables más eficientes. Sin embargo, dado que los resultados de las últimas subastas celebradas indican que los sobrecostes de inversión en energías renovables son nulos a los precios de mercado actuales, el primer componente del recargo también será cero en el momento actual.

- Un segundo componente complementario del anterior, que reflejaría el sobrecoste de las centrales instaladas en el pasado a un coste superior al actual. Este componente debería ir financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Sin embargo, si las restricciones de la Hacienda Pública no lo permiten, existiría la opción de financiar este coste mediante un recargo a todas las fuentes de energía final. El ejercicio de simulación realizado en este capítulo incorpora esta opción.

En tercer lugar, cada subproducto energético ha de financiar sus propias infraestructuras. En el caso de la electricidad y del gas, los consumidores financian las correspondientes infraestructuras. Sin embargo, en el caso de las infraestructuras viarias, lograr este fin haría necesario crear un recargo al consumo de gasolina y gasóleo. Asimismo, hay que tener en cuenta que las infraestructuras presentan externalidades económicas y pueden ser también elementos importantes de equidad interterritorial. Esto puede justificar que una parte de las infraestructuras (tanto viarias como eléctricas y gasistas) se financien desde los Presupuestos Generales del Estado.

En este segundo Capítulo, y a título de ejemplo, se han simulado los impactos sobre los precios de los diferentes productos energéticos de una eventual reforma fiscal inspirada en estos principios. Los principales resultados obtenidos indican que:

- La reforma tendría un impacto positivo sobre el medio ambiente, pues se reducen las emisiones de CO_2 (principal gas de efecto invernadero), NOx (principal causa de contaminación de las grandes ciudades), SO_2 y partículas. La magnitud del impacto medioambiental está en relación con los tipos impositivos aplicados.
- Con carácter general se abarata la factura de la electricidad, pero subirían por el contrario las del gas natural, gasolinas, gasóleos (especialmente), butano y el resto de productos derivados del petróleo. El impacto favorable en la factura eléctrica se produce por la disminución de los peajes de acceso. No obstante, el precio del mercado mayorista se incrementa como consecuencia fundamentalmente del impuesto a las emisiones de CO2. Esta circunstancia podría generar beneficios sobrevenidos para instalaciones ya existentes de producción de electricidad libre de emisiones, que aconsejen ajustes en su fiscalidad en beneficio de los objetivos de la política energética.
- Se produce un incremento de los precios del resto de combustibles (gas natural y todos los productos derivados del petróleo), que se debe esencialmente al recargo que soportarían para financiar las energías renovables, así como a los nuevos impuestos medioambientales planteados.
- Los resultados sobre el conjunto de la economía sugieren (con las cautelas habituales en este tipo de modelos) que la reforma propuesta tiene un impacto positivo sobre las exportaciones, el PIB y el empleo. El modelo macroeconómico indica que, como consecuencia del crecimiento de la actividad económica, la Hacienda Pública incrementaría su recaudación de IRPF e IVA. Sin embargo, se ha considerado que esta mayor recaudación se ve neutralizada a través de su devolución a todos los hogares por parte del Tesoro.
- El impacto sobre las empresas de la variación de los precios energéticos presenta gran variabilidad, pudiendo resultar positivo o negativo dependiendo de si se trata

de un sector objeto de compensaciones o no, así como del peso relativo que tengan los diferentes productos energéticos en su gasto energético total. En este sentido, las compensaciones a las industrias sometidas a competencia internacional podrían incentivar el crecimiento económico a través de las exportaciones.

- En el caso de los hogares, si bien el impacto directo del incremento de los precios energéticos supondría de media un mayor gasto cuyo peso relativo en el total de gasto sería mayor en aquellos hogares con unos ingresos menores, de materializarse el escenario contemplado en el modelo macroeconómico se produciría un incremento de la renta media de los hogares que compensaría ese efecto, de modo que el impacto neto de la simulación global es progresivo.
- Por último, cabe señalar que la sustitución de los actuales impuestos especiales por impuestos que graven estrictamente el daño ambiental de las emisiones contaminantes puede entrañar cierta complejidad y llevar un cierto tiempo. Por ello, en una simulación específica, se plantea un escenario menos ambicioso con una propuesta de modificación de la financiación de las energías renovables sin abordar la reforma fiscal completa, lo que permitiría un ajuste más suave de los precios relativos.

La segunda cuestión que se aborda en el Capítulo 2 se refiere a los principios para un **diseño eficiente de los peajes de acceso**. Esto es relevante porque estos son un componente significativo del precio final del suministro eléctrico pagado por el consumidor, y esta Comisión considera que un buen diseño de los mismos puede promover la modernización de los sistemas eléctrico y gasista y contribuir a alcanzar los objetivos de descarbonización.

Unos peajes de acceso mal diseñados pueden provocar diversos efectos negativos; por ejemplo, discriminar a unos consumidores frente a otros o inducir a los consumidores a sustituir erróneamente energía barata por energía cara. En todos los casos se incurre en una ineficiencia asignativa y, en consecuencia, en una pérdida de bienestar social.

Tanto en el sector eléctrico como en el sector del gas hay que acometer el establecimiento de una metodología que, de forma objetiva, permita tanto identificar los inductores de los costes como conocer la asignación de los mismos a consumidores y generadores.

En España los peajes de los consumidores, tanto en electricidad (los peajes incluyen en la actualidad también los cargos) como en gas (peajes y cánones), incluyen costes directamente relacionados con el suministro, costes no relacionados con el suministro y costes relacionados con el suministro pasado. Los primeros se deben asignar al término fijo o al término variable de los peajes en función de que sean proporcionales a la capacidad de la que se desee disponer o al volumen de energía consumida, respectivamente. En este capítulo se hace una propuesta concreta sobre esta cuestión, que parte de diferenciar entre los costes incrementales inducidos y no inducidos por aumentos de la demanda, los costes de nuevas inversiones de red no inducidos por incrementos de la demanda y destinados a actuar como respaldo a las tecnologías de generación que no son firmes, los costes de activos de distribución más cercanos, así como los costes de reserva de potencia de regulación y restricciones técnicas, y los costes no relacionados con el suministro y costes relacionados con el suministro pasado. Estos últimos deberían financiarse desde los Presupuestos

Generales del Estado mediante la adopción de medidas impositivas con el menor efecto distorsionador posible. A estos efectos, las simulaciones realizadas implican, a modo de referencia, que financiar desde los Presupuestos los costes de las renovables pasadas, exigiría un reforzamiento de los impuestos medioambientales y un recargo a todas las energías finales, así como un aumento del tipo impositivo del IVA. Si ello no fuera posible, han de buscarse fórmulas que no distorsionen las decisiones de los consumidores y que no induzcan a una sustitución ineficiente de la fuente de energía gravada por otra fuente de energía alternativa.

Respecto al actual peaje de los generadores, con las limitaciones que impone el Reglamento (UE) 838/2010 de la Comisión, debería orientarse a que las centrales de generación internalicen los costes de red que induce su instalación y operación, asumiendo la parte correspondiente a los costes de redes teniendo en cuenta la tensión a la que se conectan.

En el Capítulo 3 del Informe se realizan propuestas para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico, que se articulan sobre la base de dos análisis complementarios. En primer lugar, un estudio sobre las **señales que permitan asegurar la inversión a largo plazo** requerida en el sistema. En segundo lugar, un estudio sobre la generación distribuida y la agregación de la demanda.

Por lo que a la primera cuestión se refiere, esta Comisión considera que, transcurridas dos décadas desde la puesta en marcha del mercado eléctrico, este es un buen momento para reflexionar sobre posibles modificaciones de diseño que permitan asegurar su adecuada adaptación a los ambiciosos objetivos de descarbonización de la energía establecidos por la UE para el horizonte 2030 y 2050.

Una de las oportunidades de mejora está en conseguir una mayor flexibilidad y sensibilidad de la demanda al precio sobre todo en periodos de escasez, obteniendo así una mayor efectividad en la fijación de precios. Otra oportunidad de mejora se deriva de la poca flexibilidad de la oferta por la rigidez de algunas tecnologías disponibles y por el propio diseño del mercado cerca del tiempo real. La creación de mercados que permitan participar en los mismos con un periodo de preaviso muy corto antes de su entrega real al sistema, respetando los tiempos requeridos para la gestión de la seguridad y el balance del sistema, sigue siendo un paso a considerar con vistas a la transición energética.

Los aspectos involucrados en la revisión del diseño del mercado son múltiples, resultando relevante poner de manifiesto la necesidad de que se generen las señales técnicas y económicas adecuadas para hacer viables la inversión, la operación y la flexibilidad de las instalaciones.

Esta Comisión ha tratado con mayor profundidad el diseño de la propuesta de un nuevo mecanismo de capacidad como consecuencia de su importancia para viabilizar el mix de generación que deberá implantarse. El sistema eléctrico español, y la Península Ibérica en general, están caracterizados por una reducida conexión con el resto del sistema interconectado europeo[1] y presentan una elevada penetración de producción de energía de

[1] El Consejo de la Unión Europea acordó en la Cumbre de Barcelona del 2002 asumir el objetivo de un nivel de interconexiones de cada país en el año 2020 de, al menos, el 10% de la capacidad instalada de producción. En octubre de 2014 reforzó ese objetivo mínimo del 10% de interconexión y aprobó un

origen renovable, con alta variabilidad e intermitencia. En este contexto es previsible que, con el aumento de la producción renovable, con costes variables generalmente muy bajos y un nivel de gestionabilidad limitado, se reduzcan en toda Europa los precios de la energía eléctrica en los mercados mayoristas de energía y se reduzca sustancialmente el número de horas de funcionamiento de las tecnologías de respaldo.

Por otra parte, la Comisión Europea enfatiza la necesidad de eliminar algunas restricciones en los mercados de energía para facilitar que el mercado emita las señales de precios adecuadas para atraer nuevas inversiones a largo plazo. Sin embargo, la eliminación de los precios máximos y mínimos llevarán a los mercados de energía a dar señales más volátiles, que podrían ser de difícil aceptación desde un punto de vista social y político, hasta que los consumidores opten por la utilización de los instrumentos de cobertura de riesgos de precios disponibles. Además, la participación de los generadores, junto a los consumidores y elementos de almacenamiento, en los servicios de ajuste del sistema no proporciona una señal económica de largo plazo suficiente para la inversión en nueva capacidad firme y flexible para el suministro de la energía necesaria para la cobertura de la demanda. En esta situación, la recuperación de futuras inversiones para disponer de nueva capacidad y la propia viabilidad de determinadas instalaciones de generación existentes se pueden ver seriamente comprometidas.

Esta Comisión considera que el nuevo mecanismo de capacidad que se establezca en el sistema eléctrico español deberá ser consistente con los requerimientos de las *Directrices de Ayudas de Estado de la UE* y estar basado en el uso de mecanismos competitivos para su asignación en los que, a igualdad de precio, se priorizará a aquellas tecnologías bajas en carbono que sean capaces de aportar inercia al sistema eléctrico. Su diseño no deberá distorsionar el funcionamiento del mercado de energía.

En la propuesta se detallan algunas características deseables, como subastar productos de capacidad firme y de capacidad flexible que el sistema requiera de forma diferenciada. Los proveedores del servicio deben ser las instalaciones de generación, de consumo y de almacenamiento que cumplan determinados requisitos de disponibilidad efectiva, control de la disponibilidad, observabilidad y controlabilidad, verificables por el Operador del Sistema. Asimismo, se propone que la capacidad a contratar y el mecanismo de asignación serán establecidos de forma centralizada mediante un proceso en el que compitan todos los potenciales proveedores y en el que se fijará el precio a pagar a las ofertas que hayan resultado adjudicatarias en cada uno de los productos subastados.

Una opción, cuando en el sistema eléctrico español se registre un importante exceso de capacidad y algunas centrales no consigan ser asignatarias de pagos por capacidad en la subasta descrita, es mantenerlas hibernadas siempre que no dé lugar a una reducción de la garantía de suministro, proporcione en el futuro una capacidad necesaria, no reduzca el nivel de competencia en los mercados ni lleve asociado un sobrecoste adicional para los consumidores.

En este capítulo se realizan también algunas reflexiones adicionales sobre dos asuntos de interés:

aumento del mismo hasta el 15% para el año 2030, siguiendo así las recomendaciones que la Comisión Europea había realizado al respecto en mayo de ese mismo año.

- En primer lugar, sobre cuáles pueden ser los mecanismos de entrada de nueva capacidad renovable. Una posibilidad es que la bajada de costes de las energías renovables haga innecesario mantener los sistemas de apoyo utilizados hasta el momento. A ese respecto, no debe olvidarse que parte de la nueva generación renovable que ya se está incorporando, y también parte de la que previsiblemente lo haga en el futuro, lo hace fuera del sistema de retribución asignado en las subastas.

  El sistema actual de subastas en España, basado en la potencia instalada como producto a subastar, tiene la ventaja de la predictibilidad en la retribución para el sistema y ha permitido cubrir la potencia demandada en cada subasta, de forma que su puesta en servicio dará lugar a la incorporación de nueva capacidad sin que se produzcan sobrecostes para el sistema, situación que persistiría en la medida en que una caída del precio de mercado por debajo del precio "suelo" que se deriva de las subastas no llevara a activar la remuneración complementaria. Sin embargo, si se observase que el mecanismo de apoyo no fuese el adecuado en el futuro, podrían plantearse cambios en el diseño. En este sentido, podría pensarse tanto en subastas de capacidad con un diseño distinto al actual, o bien subastas de energía. Ambas posibilidades tienen distintas ventajas e inconvenientes, que dependen en gran medida del diseño concreto adoptado. Otro cambio importante sería plantear subastas no neutrales tecnológicamente. Además, las prestaciones de esas tecnologías son también muy distintas, y el propio sistema podría requerir de la incorporación de tecnologías renovables específicas e incluso plantearse si debe ser la política industrial la que cubriese el sobrecoste de esa nueva capacidad ya en su fase comercial.

  En definitiva, esta Comisión considera que si bien el sistema actual está permitiendo cubrir la potencia demandada en cada subasta de forma que el sistema pueda incorporar nueva capacidad de modo adecuado, debe reevaluarse continuamente, si se pone de manifiesto que pueden no ser la vía correcta y plantearse de nuevo cuál es el diseño que emita las señales más favorables para una incorporación progresiva. Además, esta reevaluación continua debe hacerse en un marco planificado que permita la incorporación progresiva de nueva generación renovable (no necesariamente de modo lineal) y que evite fenómenos de parada y arranque de los proyectos, así como de la capacidad técnica y productiva que está detrás de los mismos.

  Por último, se considera conveniente mantener la prioridad de despacho a igualdad de coste para Instalaciones Renovables (RES) y de Cogeneración de Alta Eficiencia (CAE) en todos los mercados siempre que la normativa comunitaria lo permita.

- En segundo lugar, el ambicioso objetivo de penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico español supondrá necesariamente que los nuevos recursos flexibles (renovables, almacenamiento y demanda) deberán participar en los servicios de ajuste del sistema con los mismos derechos y obligaciones que el resto de recursos y tecnologías, estando aún pendientes algunos desarrollos regulatorios necesarios para contemplar a los nuevos actores del sistema eléctrico (agregadores independientes de demanda, recursos de almacenamiento, puntos de recarga del vehículo eléctrico, autoconsumo, etc.). Esos desarrollos regulatorios deberían acometerse lo antes posible.

  Para posibilitar una integración eficiente de todos los elementos de flexibilidad en el sistema eléctrico español se considera necesario establecer una serie de requisitos

comunes de carácter general de tipo técnico, relativos a la observabilidad (envío de telemedidas en tiempo real) y controlabilidad (adscripción a un centro de control), aplicables a todas aquellas instalaciones individuales (o agregadas) cuya potencia instalada (o suma de potencias instaladas) supere unos determinados umbrales.

Asimismo, para la integración eficiente de todos estos elementos de flexibilidad en los mercados de servicios de ajuste del sistema habrá que establecer los mismos derechos y obligaciones para todo tipo tecnologías, separar entre recursos de generación y de demanda, realizar la agregación de las instalaciones por tecnologías y pruebas comunes de habilitación en los servicios de ajuste de carácter potestativo y responsabilidad ante desvíos de programa para todo tipo de instalaciones. Adicionalmente, en función de cada tecnología, será necesario precisar algunos requisitos específicos que maximicen la integración de los recursos existentes, y/o posibiliten el despegue de algunos avances tecnológicos.

En este nuevo modelo de mercado que se puede derivar es importante que los consumidores tengan un papel central. En este sentido, modelos como el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), implantado en España, se consideran importantes para conseguir que el consumidor sea sensible a las señales de precio que proporciona el mercado diario mayorista de producción.

Por último, la interrumpibilidad es una reserva de último recurso que cobra una especial relevancia en el sistema eléctrico español, caracterizado por una fuerte presencia de energías renovables que presentan una fuerte intermitencia y falta de firmeza, así como por una débil interconexión eléctrica con el resto del sistema eléctrico europeo. En ese sentido, el servicio de interrumpibilidad es un instrumento que debería integrarse progresivamente en un esquema coherente en el que la provisión de servicios desde el lado de la oferta, la gestión de la demanda y los procedimientos de hibernación garanticen el equilibrio del sistema con distintos plazos y al menor coste posible. Si bien actualmente la asignación del recurso de demanda interrumpible ya se realiza mediante un procedimiento competitivo, el refuerzo de esa característica se presenta como un elemento de diseño necesario en el que se debería profundizar a corto plazo, sin renunciar a que ese rediseño se haga teniendo en consideración un contexto más amplio de implementación de los mecanismos de capacidad y reservas estratégicas.

Una vez analizados los elementos que conducen a la configuración de señales adecuadas para la inversión a largo plazo, el Capítulo 3 analiza de modo específico la generación distribuida y el autoconsumo. A ese respecto, los recursos energéticos distribuidos están llamados a ser un importante elemento dinamizador del papel del consumidor y, como apunta el Paquete de Energía Limpia de la Comisión Europea, a desempeñar un papel importante en el proceso de transición energética.

Esta Comisión considera que es necesario el desarrollo de una regulación específica de la generación distribuida, incluyendo los mecanismos de agregación de la misma que facilite la participación en los servicios de balance del sistema eléctrico. Al mismo tiempo, debería procederse a un diseño más eficiente de los peajes y cargos de acceso de forma que garanticen un tratamiento tecnológicamente neutral que evite las transferencias de rentas entre consumidores en el que se incorporen las soluciones más beneficiosas para el conjunto del sistema.

Un buen punto de partida para la mejora de la regulación consiste en la redefinición de las categorías de los recursos distribuidos, en función de su impacto en el sistema. Esta Comisión propone tres categorías a las que se les exigirían requisitos incrementales en función del volumen de dicho impacto. Así, las instalaciones con menos impacto requerirían la mera inscripción en el registro administrativo mientras que aquellas de mayor impacto deberían asimilarse a verdaderas instalaciones de generación convencionales. Se introduce también la discusión sobre aspectos a favor y en contra de la medida sobre la energía autoconsumida y se señala la conveniencia de la colaboración entre administraciones y distribuidoras que facilite el autoconsumo compartido. En caso contrario, la disparidad de procedimientos y soluciones acordadas en distintas Comunidades Autónomas puede dificultar la integración en el mercado de las energías entregadas a la red por las instalaciones de generación distribuida.

Esta Comisión propone la supresión del actual cargo transitorio conjuntamente con la revisión de los peajes de acceso de la electricidad en los términos que se han comentado en el Capítulo 2.2 de este informe, en el plazo más breve posible, haciendo compatible evitar que se produzcan distorsiones en la asignación de los costes del sistema entre los diferentes consumidores y con los generadores y que sea una barrera al desarrollo de la generación distribuida.

Asimismo, en este capítulo se hace un análisis específico de la **agregación de la demanda**. Se parte de considerar que la agregación de los recursos energéticos distribuidos permite su participación en el sistema eléctrico al aprovechar economías de escala, mitigar riesgos, y facilitar el acceso del consumidor individual a los distintos mercados y servicios del sistema energético. Su desarrollo en los distintos sectores necesita de un marco regulatorio apropiado y de una definición de los requisitos técnicos, económicos y administrativos para que aporten seguridad y fiabilidad, así como la definición del papel de los diferentes agentes y de las interacciones entre los mismos.

Los agregadores, independientes o vinculados a un comercializador, han de poder participar en los mercados organizados y proporcionar servicios al Operador del Sistema eléctrico tras el correspondiente proceso de habilitación. Para facilitar su participación, en el Capítulo 3 se definen una serie de principios básicos, así como unas recomendaciones parar facilitar el desarrollo de los recursos distribuidos: i) Abrir los mercados de capacidad, energía y de ajuste del sistema a la participación de los recursos distribuidos en igualdad de condiciones que el resto de recursos centralizados; ii) promover la participación activa de la demanda, para lo que es fundamental proporcionar las señales de precio que reflejen adecuadamente los costes, de modo que se incentive la respuesta proactiva del consumidor; iii) facilitar la participación en los diferentes mercados de los agregadores de recursos energéticos distribuidos; iv) categorizar cada activo distribuido; v) definir las relaciones entre agentes del mercado y vi) promover una Plataforma Neutra de Datos de recursos distribuidos.

El Capítulo 4 de este Informe aborda el asunto de la **movilidad sostenible**. El transporte ha sido el gran responsable del incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero en España entre 1990 y 2015. En este capítulo se analiza la evolución del parque de vehículos eléctricos en el contexto de los escenarios planteados en este informe, bajo la premisa de que cualquier intento de extrapolación partiendo de las cifras actuales se enfrenta a elevadas incertidumbres. La penetración en el mercado vendrá condicionada de modo muy

destacado por su coste y la evolución tecnológica en las baterías. Pero otros elementos, como los cambios en las preferencias por la movilidad, el uso más intenso de vehículos compartidos, un aumento de la cuota modal del transporte público, o un desplazamiento de la demanda de movilidad hacia el alquiler de vehículos u otros medios de transporte por periodos cortos de tiempo pueden afectar también de un modo relevante. En cualquier caso, esta Comisión considera que la política regulatoria debe orientarse a facilitar una transición eficiente hacia los vehículos con energías alternativas, sin precipitarse en medidas de gasto público que puedan conducir a generar costes no recuperables, y partiendo de que debe prestarse especial atención al cambio en la fiscalidad como instrumento imprescindible para facilitar la transición hacia una movilidad sostenible.

Si bien algunas de las medidas necesarias se plantearán en el ámbito europeo, en este capítulo se realizan algunas recomendaciones para facilitar la transición hacia una movilidad baja en emisiones. En particular: i) avanzar en establecer una estructura de peajes de acceso que favorezca un uso eficiente de la red; ii) avanzar en la exploración de medidas proactivas por parte de administraciones locales que, además de profundizar en el fomento del transporte colectivo como estrategia prioritaria para la reducción de emisiones en los entornos urbanos, introduzcan sistemas que incentiven la movilidad no contaminante; iii) vincular los apoyos a vehículos con energías alternativas a las emisiones de CO_2 evitadas; iv) considerar, en tanto se procede a la implementación de una fiscalidad sobre el CO_2, el incremento del tipo aplicable al gasóleo, extendiendo ese refuerzo de la señal medioambiental a los impuestos locales afectados (IVTM); v) garantizar un entorno adecuado para la I+D+i, especialmente dada la relevancia del sector de automoción en España; vi) proporcionar un entorno adecuado y prudente de apoyo al despliegue de puntos de recarga.

Impulsados por las directivas europeas, los biocarburantes han sido la principal vía hasta ahora en el proceso de descarbonización del transporte. Cabe hacer una reflexión sobre su papel en el medio y largo plazo ya que, en la actualidad, lo eficiente sería financiar renovables eléctricas más que mezclar biocombustibles, al menos para la primera generación. Esta Comisión propone que se ofrezca a los sujetos obligados la alternativa de contribuir a un Fondo de energías renovables, con la finalidad de profundizar en la neutralidad tecnológica y lograr una descarbonización al mínimo coste.

La descarbonización del transporte de mercancías tiene su máximo potencial con el uso de camiones eléctricos para el tráfico ligero de mercancías, el uso de camiones propulsados por gas para tráfico más pesado y el traspaso de parte de la carga al medio ferroviario. De hecho, en un escenario previsible sobre la evolución de los costes y capacidades de las baterías, el gas natural es ya una tecnología de transición en el transporte pesado de mercancías, en el transporte por autobuses, en el transporte marítimo e incluso en parte del transporte ferroviario en el que puede haber restricciones técnicas o económicas para la electrificación.

Por lo que se refiere a este último, se requiere un mayor impulso para superar las barreras que frenan su desarrollo, como la falta de capilaridad de la red ferroviaria o la necesidad de invertir para eliminar cuellos de botella, facilitar el acceso a zonas industriales, desdoblar las vías y electrificarlas y, obviamente, incrementar el parque de máquinas eléctricas. Además de las inversiones que prudentemente sean necesarias, es fundamental fomentar la competencia. Esto es especialmente importante ya que, como se ha confirmado con el efecto

dinamizador que ha tenido la entrada de nuevas empresas en el transporte ferroviario, los potenciales clientes sólo considerarán la opción del ferrocarril si el servicio de transporte se presta en unas condiciones de calidad y precio que sean capaces de competir con las del transporte por carretera.

La descarbonización del transporte marítimo presenta dificultades, destacando sus consecuencias sobre la calidad atmosférica urbana cuando los buques están atracados en puerto en los que se mantienen funcionando motores auxiliares. Esta Comisión propone una reforma fiscal que acelere el cambio desde los combustibles marítimos tradicionales hacia el gas natural licuado, así como plantear un diseño tarifario que tenga en cuenta las características del atraque y suministro a buques, al tiempo que permita dirigir las inversiones prudentes necesarias hacia la electrificación y suministro de gas en puerto. Además, deberían someterse las emisiones producidas por los buques en los puertos a una fiscalidad medioambiental, repercutiendo un porcentaje de la recaudación a las haciendas locales.

Todas las previsiones apuntan a un importantísimo incremento del tráfico aéreo hasta 2030 al tiempo que no se prevé la disponibilidad de fuentes energéticas alternativas. Esta Comisión considera que la reducción de emisiones pasa por la introducción de incentivos que mejoren la eficiencia y que, en su caso, permitan al consumidor comparar con otras alternativas de movilidad eléctrica, como el tren de alta velocidad. Asimismo, debería aplicarse también en el sector de transporte aéreo doméstico una fiscalidad medioambiental.

El Capítulo 5 aborda el análisis del **ahorro y la eficiencia energética**, de importancia fundamental no solo en el proceso de descarbonización de la economía sino también en la reducción de la dependencia de recursos energéticos externos y de la volatilidad de precios. Esta Comisión considera que las actuaciones en esta materia y, en particular, en los usos no eléctricos, deben enfatizarse en la transición mediante inversiones en equipos e instalaciones más eficientes.

El actual parque de viviendas -25.000.000 aproximadamente- representa el 31% del consumo final y alrededor del 11% de las emisiones directas de CO_2 de origen energético. Casi dos tercios de los inmuebles fueron construidos antes del año 1990, lo que motiva que más del 85% del parque actual tenga una deficiente calificación energética, tipo E o inferior. La intensidad energética en el sector residencial ha ido mejorando en los últimos años, pero para alcanzar en el año 2050 un alto nivel de descarbonización en la edificación será necesaria la reconversión energética del parque existente, priorizando los proyectos en los que la diferencia entre la inversión y el valor actual de los ahorros futuros de energía asociados sea mayor. En el diseño de medidas de apoyo, es necesario permitir que el consumidor pueda elegir la alternativa más eficiente e incluir criterios en relación con los consumidores más vulnerables.

Esta Comisión propone las siguientes medidas:

- Nueva normativa y adaptación legislativa para revisar el Código Técnico de la Edificación y concretar la normativa de los edificios de consumo casi nulo, avanzar en la obligatoriedad de la certificación energética de todos los edificios y mejorar el etiquetado de los equipos.

- Se recomienda realizar un diagnóstico del avance de la estrategia 2014-2020 de rehabilitación y regeneración energética urbana y establecer una nueva al horizonte 2030 con visión 2050.
- La descarbonización del sector de la edificación debe provenir de la reducción del consumo y de la progresiva electrificación, de la mano del autoconsumo eléctrico y de la introducción de renovables eléctricas a nivel centralizado. Además, una parte importante del consumo final no eléctrico debería ser suministrado por fuentes renovables térmicas in situ. En este sentido, la promoción de sistemas centralizados de redes de calor de alto rendimiento facilitaría este proceso.
- Se podría ampliar el ámbito de intervención de las Administraciones Públicas más allá de los edificios, incluyendo también el alumbrado público, así como la sustitución de flotas de transporte público y del parque móvil con vehículos que utilicen energías alternativas.
- Se precisan nuevos esquemas de financiación, distintos a los mecanismos tradicionales, que sean más acordes a la vida útil de este tipo de medidas. Se deberían impulsar sistemas de financiación complementarios, vía bonificaciones fiscales y aprovechar la reciente guía de Eurostat sobre el cómputo de estas actuaciones a efectos de la Contabilidad Nacional como instrumento para la mejora de la eficiencia energética.

Por su parte, la industria representó el 24% del consumo final sectorial y fue responsable del 16% de las emisiones directas de CO_2 de origen energético en 2015, dentro de una tendencia de disminución global del consumo energético del sector. El avance del sector industrial hacia una menor intensidad de carbono va a estar condicionado por los logros en la combinación de diversas medidas energéticas: eficiencia, sustitución y electrificación, así como incremento del aprovechamiento local de las energías renovables. Los esfuerzos que puede llevar a cabo el sector industrial para reducir sus emisiones son limitados y dependientes de cada proceso y de las tecnologías disponibles. Mientras que la captura y almacenamiento de carbono (CCS) está aún lejos de su madurez tecnológica y su implementación comercial será sin duda compleja, los sistemas de cogeneración de calor y electricidad ampliamente integrados en los procesos industriales, presentan sus retos.

Esta Comisión recomienda que la transición energética del sector industrial se base en:

- Fortalecimiento de una estrategia de política industrial basada en la sostenibilidad energética de la industria articulada en torno a ejes tales como facilitar la provisión de infraestructuras y el marco logístico adecuado, refuerzo de la cadena de innovación nacional, procurando que los recursos públicos se puedan rentabilizar con participaciones en la propiedad industrial resultante. Las industrias más intensivas sometidas a competencia internacional deberían disponer de unos precios energéticos competitivos, así como de medidas temporales en el proceso de transición energética.
- Promoción de la mejora energética continua de los procesos industriales. Para ello es necesario incrementar los niveles de conocimiento sobre los consumos y los costes energéticos en su actividad y mejorar en la incorporación de sistemas de certificación energética. Para alcanzar cotas de eficiencia superior a las logradas mediante mecanismos de mercado, las políticas públicas de fomento, tales como ayudas a la inversión, exenciones fiscales o mediante empresas de servicios energéticos, deberían

centrarse en aquellas medidas cuya rentabilidad hace más difícil que sean acometidas por las empresas.

- Ante el vencimiento de la vida útil regulatoria de grupos de cogeneración y renovables térmicas, es previsible su renovación incorporando las tecnologías más eficientes disponibles. Dichas instalaciones deberían poder participar y ser retribuidas por los servicios que presten al sector eléctrico, en pie de igualdad con otras alternativas. Además, se recomienda la elaboración de un estudio que permita identificar el potencial técnico-económico de las energías renovables térmicas en la industria.
- Se propone fomentar la elaboración de estudios de movilidad por parte de las empresas, así como programas de renovación de sus flotas de vehículos por sistemas alternativos y de despliegue de puntos de recarga.

El Capítulo 6 del Informe complementa el análisis previo con el **papel de las redes** en los escenarios energéticos futuros. A ese respecto, las redes deben aportar la flexibilidad necesaria para facilitar el cambio de modelo energético con independencia del escenario final hacia el cual se evolucione, ya sea con grandes centrales o con generación distribuida, con almacenamiento concentrado o distribuido, con autoconsumo o sin él, o con una mezcla de todos ellos como escenario más verosímil.

En cualquier caso, los escenarios energéticos actuales, y también los futuros que se plantean en la transición energética, demandan de las redes unos niveles elevados de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad, es decir, deben disponer de capacidad para satisfacer la demanda energética de los consumidores en todo momento, a un coste razonable y sin producir un impacto no asumible para el entorno y para el propio equilibrio financiero del sistema.

Las interconexiones internacionales eléctricas y gasistas son esenciales para garantizar una integración de los mercados y la creación de un mercado único de la energía a través de la Unión Europea, y también juegan un papel relevante de cara a alcanzar un modelo energético descarbonizado, aportando valor a la seguridad de suministro de los sistemas interconectados. El incremento de la capacidad de interconexión contribuye al objetivo de participación renovable en el mix energético. En todo caso, las interconexiones internacionales son instalaciones singulares con costes de inversión significativos, por lo que siempre será necesario realizar un detallado análisis coste-beneficio (CBA) que justifique adecuadamente su construcción, tal como actualmente ya contempla la normativa de la Unión Europea.

En igual sentido, ese análisis coste-beneficio debe ser la base desde la que justificar la interconexión entre sistemas aislados dentro de un país, como es la interconexión entre islas y de las islas con el sistema continental en el caso de España. En este caso se trata de sistemas fragmentados, de pequeño tamaño y con una red de infraestructuras eléctricas débilmente mallada. Además, la interconexión permitirá también reducir las necesidades de generación y de respaldo mediante centrales térmicas en estos sistemas aislados, con los consiguientes efectos sobre las emisiones de CO_2, contribuyendo también a reducir los elevados extracostes de generación de los sistemas no peninsulares.

Por otro lado, las redes deben hacer sostenible un contexto con un número creciente de centros de generación renovable dispersos en todo el territorio, permitiendo la conexión y evacuación de las energías renovables allá donde se encuentren sus recursos y sea más eficiente el desarrollo de las nuevas centrales de generación. Además de su dispersión en el territorio, y debido a las características del recurso renovable, las centrales de generación que utilizan estas fuentes de energías presentan un bajo factor de utilización debido, como en el caso de la eólica y fotovoltaica, a su intermitencia, variabilidad de su producción determinada por las condiciones ambientales o la relativa incertidumbre en su predicción (si bien ésta es cada vez más reducida) y la tecnología utilizada en muchos de los generadores. Lo anterior exige que para alcanzar elevados porcentajes de generación renovable en la cobertura anual de la demanda sea necesaria una sobre instalación de potencia renovable respecto a otros medios de generación y, por tanto, sean más demandantes de red.

El desarrollo de las redes deberá permitir la combinación de grandes centros de generación centralizada con el creciente peso de la generación distribuida y con sistemas de almacenamiento que, en el caso de ser de gran tamaño, estarían conectados a la red de transporte, pero que en muchos casos también estarán conectados a las redes de distribución. Las redes de distribución habitualmente unidireccionales tendrán que pasar a ser bidireccionales como consecuencia del nivel de desarrollo que pueda alcanzar la generación distribuida o el autoconsumo, hará que éstas sean más flexibles e inteligentes y que cuenten con un nivel de desarrollo y fiabilidad compatible con las nuevas prestaciones que les sean requeridas.

Por otra parte, la única alternativa viable a día de hoy para el respaldo estacional de estas energías es utilizar la potencia térmica instalada para cubrir la demanda punta durante periodos de estrés. De ahí la importancia, entre otros elementos, de las infraestructuras gasistas existentes como red de seguridad última del sistema en dichos períodos.

En definitiva, las redes eléctricas y las infraestructuras gasistas contribuyen también a la mejora de la competitividad del sistema eléctrico, al facilitar la puesta a disposición de los recursos generados que sean más competitivos y limitando la imposición de intervenciones como las asociadas a restricciones técnicas, que encarecen los costes del sistema. La evolución hacia redes más inteligentes será un pilar vertebrador para lograr una participación mucho más activa de los consumidores, individualmente o de modo agregado, en el abastecimiento de energía. Las redes inteligentes serán una herramienta para facilitar la transición contribuyendo a la penetración de la generación renovable, la penetración del vehículo eléctrico y la gestión del consumo por parte de los propios hogares, así como mejorando la monitorización y la eficiencia. Ello requerirá combinar la visión de medio plazo con una visión de más largo plazo, dados los largos periodos de tramitación y construcción que en algunos casos se requiere.

La transición hacia un sistema productivo libre de carbono va a afectar a todos los sectores económicos y, especialmente, al energético. Si bien es cierto que la mayoría de los sectores podrán adaptarse a estos cambios e incluso llegarán a mejorar sus niveles de eficiencia productiva y competitividad, también es cierto que otros sectores o empresas no podrán adaptarse, pudiendo así quedar sus trabajadores en situación de vulnerabilidad. Por ello, en

el Capítulo 7 del Informe se aborda la necesidad de abordar una **transición justa** para trabajadores, empresas y territorios que se deberían desarrollar partiendo del diagnóstico y la elaboración de planes estratégicos desde los diferentes ámbitos de actuación de las Administraciones Públicas, que incluyan medidas dotadas de financiación. Las decisiones que se adopten deben estar basadas en los acuerdos internacionales sobre cambio climático y en las directrices sobre Transición Justa de la OIT.

En la elaboración y seguimiento de los planes estratégicos será necesaria la participación de los interlocutores sociales y deberán, asimismo, contemplar medidas relacionadas con estrategias de apoyo a políticas industriales, territoriales y/o sectoriales, la reactivación económica de las zonas afectadas, así como formación y capacitación laboral y protección social específica. Dentro de cada plan estratégico zonal, se podría incluir un plan específico de actuación de las empresas en las que se prevea un cierre o reconversión. Dicho plan específico podría incluir medidas concretas de formación y recolocación de los trabajadores afectados. En este sentido, sería conveniente que la reconversión, sustitución o cierre de una instalación viniera acompañada de la presentación, por parte de las empresas propietarias, de un plan de recolocación y empleo para dichos trabajadores.

En cuanto al impacto territorial, es necesario considerar además que la minería, las centrales térmicas o nucleares que pudieran verse afectadas, generan un importante volumen de empleo en las zonas en las que están ubicadas. Por tanto, su cierre conllevaría una disminución de la actividad económica, industrial y comercial a nivel territorial, así como de los ingresos de las Administraciones Locales que, a su vez, reinvirtiendo esos ingresos, generan riqueza en la localidad.

Adicionalmente, en este capítulo se realizan algunas consideraciones sobre la pobreza energética, entendiendo que las medidas para actuar contra ella deberían enmarcarse en una estrategia más general de lucha contra la pobreza. En este sentido, esta Comisión considera que, aunque siendo conscientes del fundamento legal en el artículo 3.2 de la Directiva 2009/72/CE que ampara la imposición de obligaciones de servicio público a las empresas eléctricas, debería reflexionarse sobre la posibilidad de su financiación a través de los Presupuestos Generales del Estado, adoptando las medidas que se consideren pertinentes sobre ingresos y gastos.

La dimensión social de una transición energética justa debe complementarse con medidas de transparencia y protección de los consumidores y, en particular, con medidas de apoyo a los consumidores considerados vulnerables. En este sentido, además de la consideración ya realizada sobre los peajes de electricidad y gas, se recomienda considerar la extensión de la protección a los consumidores vulnerables al conjunto de suministros energéticos de los hogares, con las adaptaciones que sean necesarias a las características de cada fuente energética, pero con similares criterios de concesión de la protección, estableciendo así un Bono Social Energético. Asimismo, si bien los consumidores vulnerables severos ya están protegidos contra el corte de suministro por la actual regulación, sería conveniente garantizar la protección efectiva frente al corte de suministro de todos los consumidores energéticos vulnerables, siempre que se haga de forma que se prevengan comportamientos oportunistas, con la colaboración de todas las administraciones públicas competentes. Finalmente, se recomienda evaluar cuidadosamente los colectivos que se incluyen dentro de la protección para consumidores vulnerables.

La **pobreza energética** está en parte vinculada a la renovación del parque de viviendas, y a la aplicación preferente de las actuaciones públicas en materia de ahorro y eficiencia energética a los colectivos más vulnerables. En este sentido se considera muy importante que los consumidores estén plenamente informados de las condiciones que dan derecho a la prestación del bono social, además de que el asesoramiento e información a los consumidores acerca de medidas de eficiencia energética es especialmente relevante entre el colectivo de consumidores vulnerables.

Por último, este Informe de la Comisión de expertos se cierra con el Capítulo 8, en el que se realizan algunas reflexiones y recomendaciones para la mejora de la **gobernanza** de la transición energética en España. A ese respecto, se parte reconociendo que la transición energética es un proceso dinámico caracterizado por elementos como i) la incertidumbre que afecta a las tecnologías que liderarán el cambio hacia un futuro abastecimiento de energía descarbonizado; ii) la existencia de múltiples actores involucrados; iii) la necesidad de acumular nuevos conocimientos teóricos y aplicados; y iv) el hecho de que cualquier intervención hecha hoy puede acarrear cambios irreversibles para el futuro, por lo que los intereses intergeneracionales y la solidaridad deben estar en el núcleo de cualquier toma de decisiones.

A la vista de la experiencia de algunos países de nuestro entorno, parece aconsejable que la transición energética en España se base en unos elementos básicos que, en todo caso, sería deseable que fueran compartidos por los futuros Gobiernos que se sucedan en nuestro país, de modo que mantengan los compromisos con los objetivos y las estrategias:

- Una narrativa propia e inteligible, en la que se expliquen las transformaciones e implicaciones que se derivan de la transición energética para el conjunto de la sociedad.

- Que sea inclusiva y participativa, para lo que resulta necesario reforzar los mecanismos de colaboración entre las administraciones públicas, un alto grado de transparencia y una comunicación adecuada.

- Que sea justa y equitativa, no dejando a nadie atrás en el camino hacia la consecución de los objetivos, al mismo tiempo que sea eficiente y eficaz de cara al cumplimiento de los compromisos internacionales de energía.

Los instrumentos para abordar la transición energética han de permitir programar y proyectar por etapas los grandes retos estratégicos a los que se enfrenta. A modo de referencia, en los países de nuestro entorno, estos instrumentos se han conformado en torno a grandes líneas de actuación horizontales y verticales, tales como programas plurianuales integrados de cobertura de la demanda de energía, estrategias de movilidad limpia y sostenible, planes de desarrollo e introducción de energías renovables, planes de mejoras de eficiencia energética en edificios y reducción del consumo, políticas industriales específicas orientadas a la adaptación de las empresas a los retos de la descarbonización, planes y trayectorias innovadoras de educación. En este informe, en capítulos previos, ya se han hecho propuestas específicas sobre algunos de estos aspectos, tales como movilidad sostenible, eficiencia e instrumentos que faciliten la penetración de energías renovables. Sobre otras, como las estrategias de ciencia y tecnología, cabe señalar que el carácter

multidimensional de los cambios necesarios para facilitar el proceso de transición energética debe también reflejarse en una estrategia amplia y con dotación económica suficiente de apoyo a las actividades de I+D+i en las distintas áreas de conocimiento involucradas y en una coordinación eficaz de los esfuerzos de los centros tecnológicos y de I+D nacionales.

Adicionalmente, para optimizar la toma de decisiones y minimizar los riesgos es necesario disponer de procedimientos rigurosos de seguimiento y evaluación de los resultados. Existen distintos diseños que permiten analizar y cuantificar el cumplimiento de objetivos. En ese contexto, podría ser conveniente que se contara con el apoyo de un *Consejo para la Transición Energética y el Cambio Climático*, integrado por personas competentes en las diferentes materias que afectan a la transición energética. Si ese fuera el caso, ese Consejo debería ser capaz de proceder a una evaluación rigurosa, independiente y continuada, para lo que debería contar con los medios y la dotación presupuestaria adecuados.

1. ESCENARIOS

1.A. ESCENARIOS GLOBALES DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El primer Capítulo de este Informe trata extensamente sobre los escenarios de transición energética en el horizonte de 2030. El objetivo del ejercicio es reportar un análisis detallado sobre esta cuestión y proporcionar el marco sobre el que, en el resto de capítulos de este informe, se discuten las políticas adecuadas para guiar la transición.

1. INTRODUCCIÓN

En este primer bloque se presentan los resultados de las simulaciones realizadas acerca de la posible evolución del conjunto del sector energético español hacia 2030, en términos de costes (económicos, ambientales y de seguridad energética), emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes, y mix tecnológico.

Las simulaciones tratan de representar, bajo un supuesto de comportamiento racional de los agentes económicos, la evolución de la demanda y la oferta de energía en España bajo distintos supuestos, establecidos de forma exógena. Para ello, en primer lugar se establece la demanda previsible de servicios energéticos [1] que será necesario satisfacer en España en el plazo considerado. A partir de ahí, el modelo de simulación ofrece, para cada conjunto de supuestos, la combinación óptima en términos de costes de las tecnologías de demanda y de oferta de energía que permiten satisfacer la demanda prevista.

Sin embargo, los agentes no tienen por qué comportarse siempre de esta forma, bien porque incluyen otros elementos en sus decisiones de inversión u operación, o bien porque las señales que reciben del sistema no siempre son las adecuadas. Por tanto, el ejercicio también permite identificar aquellos aspectos de política regulatoria en los que puede ser necesario incidir si se quieren alcanzar los objetivos propuestos de forma razonable.

A este respecto, es preciso subrayar que el análisis presentado aquí no pretende de ninguna forma predecir el futuro del sector energético español en 2030, sino evaluar en qué medida distintas sendas de evolución pueden permitir alcanzar los objetivos planteados para esa fecha. Para ello se estudia un caso base y múltiples sensibilidades de los resultados a cambios de los parámetros, de forma que se puedan identificar aquellos parámetros o resultados más sensibles.

Además, se incluye un escenario 2050, ya que se considera esencial enmarcar los escenarios 2030 en una trayectoria de más largo plazo para la transición energética, de acuerdo a las indicaciones

[1] Es decir, no se representa la demanda en unidades energéticas (salvo en el caso de la industria), sino en el servicio que la energía permite satisfacer: pasajeros-km, m^2 de espacio climatizado, equipamiento de hogares, etc. Esta aproximación permite introducir de una forma más adecuada mejor la posible participación de la eficiencia energética en la demanda.

de la Comisión Europea en su política energética y climática, o a las obligaciones establecidas en el Acuerdo de París sobre cambio climático. Así, se evaluará en qué medida los distintos escenarios presentados para 2030 son coherentes con el escenario 2050.

Como ya se ha mencionado, este análisis incluye todos los usos de la energía en España (industria, transporte, residencial, comercial) y todos los vectores energéticos principales, incluyendo la electricidad. Sin embargo, dado que la capacidad del modelo utilizado para representar el sistema eléctrico es limitada, se ha realizado otro ejercicio de simulación específico para el sector eléctrico, que será presentado en el bloque B. Esta es una metodología habitual en las simulaciones de política energética, en la que se utiliza una secuencia de modelos, jerárquicamente ordenados de mayor a menor amplitud, de menor a mayor detalle. En todo caso, para asegurar la coherencia de ambos análisis, en ambas simulaciones se han utilizado los mismos supuestos y parámetros de entrada para el sector eléctrico. En secciones posteriores se detallarán estos supuestos.

La estructura de este capítulo es la siguiente. En el segundo apartado se detallan los objetivos señalados por la Unión Europea a 2030 en términos de emisiones, penetración de energías renovables, ahorro y eficiencia energética. En el tercer apartado se explica el procedimiento de estimación de la demanda de servicios energéticos para España en 2030. Posteriormente, se describe el modelo de simulación utilizado. A continuación se indican los supuestos y parámetros que se han tenido en cuenta (incluyendo los que aseguran la coherencia con el ejercicio de simulación del sector eléctrico). Finalmente, se presentan los resultados obtenidos y su sensibilidad a cambios en los supuestos y parámetros de entrada.

2. OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA ENERGÍA-CLIMA DE LA UNIÓN EUROPEA

Como ya se ha mencionado, el objetivo de este ejercicio de simulación es ilustrar en qué medida distintas sendas de evolución del sector energético español permiten cumplir con los objetivos planteados por la Unión Europea. Por tanto, es esencial explicitar estos objetivos. A continuación, se detallan las consideraciones que se hacen en este informe para trasladar los objetivos europeos al ámbito nacional.

Emisiones

El objetivo de la UE para 2030 sobre emisiones de gases de efecto invernadero es el de reducir estas emisiones en un 40%, tomando como referencia las emisiones de 1990. Si esto se trasladara al caso español de forma directa, y considerando que las emisiones nacionales en 1990 fueron de 287 millones de toneladas de CO_2 equivalente ($MtCO_2eq$), se obtiene un límite máximo de emisiones en 2030 de 172,2 $MtCO_2eq$.

Sin embargo, la traslación del objetivo agregado a límites nacionales se ha hecho de una forma distinta en el seno de la Unión Europea, distinguiendo además entre emisiones sujetas al régimen de comercio de emisiones de CO_2 (EU ETS) y las emisiones de otras fuentes.

- Para las emisiones ETS, se plantea una reducción del 43%, tomando como referencia el valor de éstas en 2005. Nuevamente, este objetivo es agregado para toda la UE, y no precisa de reparto de porcentajes por países porque el propio precio de mercado regularía su cumplimiento. Sin embargo, si lo trasladamos directamente al caso español a

modo de referencia, considerando que las emisiones ETS nacionales en 2005 fueron de 193,90 $MtCO_2eq$, se obtiene un límite máximo indicativo de emisiones ETS en 2030 de 110,52 $MtCO_2eq$.

- Para las emisiones difusas, se ha propuesto una reducción del 30%, tomando como referencia su valor en 2005. Este objetivo a nivel europeo sí se encuentra repartido por países, correspondiendo a España una reducción del 26%. Considerando que las emisiones difusas nacionales en 2005 fueron de 245,17 $MtCO_2eq$, se obtiene un límite máximo de emisiones difusas en 2030 de 181,43 $MtCO_2eq$.

De todas estas emisiones (ETS y difusas) hay una parte que corresponde al sector energético y otra a los sectores agrario, industrial (por emisiones de proceso) y provenientes de residuos. En 2015, estas emisiones fueron 36, 31 y 13 $MtCO_2$, respectivamente. En 2030, un supuesto razonable de acuerdo con la literatura sería que el sector agrario emitiera 28 $MtCO_2$, el industrial 25 $MtCO_2$, y el de los residuos 8 $MtCO_2$. Si se asigna el sector agrario y el de residuos a las emisiones difusas, y el industrial a ETS, esto resultaría en un límite indicativo para el sector energético de 86 $MtCO_2$ para ETS, y de 145 $MtCO_2$ para los sectores energéticos difusos (transporte y residencial, fundamentalmente).

Energías renovables

El objetivo inicial de la Comisión Europea para 2030 sobre energías renovables era alcanzar un 27% de participación en el consumo de energía final. En el momento de la redacción de este documento este porcentaje era objeto de debate durante la fase del trílogo entre la Comisión Europea, el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo. El Parlamento ha propuesto incrementar este porcentaje al 35%. El objetivo es agregado para toda la UE, por lo que no existe un reparto de porcentajes por países. Sin embargo, de cara a tener una referencia a nivel nacional, se considerará el mismo porcentaje objetivo que el definido para la UE.

Ahorro y eficiencia energética

El objetivo de la UE para 2030 sobre eficiencia es el de reducir la demanda de energía primaria en un 27% con respecto a un escenario tendencial. El escenario tendencial es el considerado por el modelo PRIMES para el año 2030, de acuerdo con su ejecución del año 2007 (y que por tanto no incorporó, en aquel momento, el impacto sobre el ahorro de la crisis económica, fundamentalmente asociado a la reducción de la actividad). En el momento de la redacción de este documento este porcentaje era objeto de debate durante la fase del trílogo. Las posiciones de partida del Consejo, de la Comisión y del Parlamento son, respectivamente, el 27%, el 30% y el 35%. El objetivo es agregado para toda la UE, por lo que no existe un reparto de porcentajes por países. Sin embargo, de cara a tener una referencia a nivel nacional, se considerará el mismo porcentaje objetivo que el definido para la UE.

3. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE SERVICIOS ENERGÉTICOS

La demanda de servicios energéticos depende de forma directa del crecimiento económico. Para la realización del ejercicio de simulación se ha supuesto un crecimiento medio anual acumulativo del PIB del 2% en el periodo 2015-2030, previsión que está en línea con la realizada por la OCDE.

Para el periodo 2030-2050 se supone un crecimiento del 1,5%. A continuación se describe cómo se ha estimado la demanda en cada uno de los sectores de interés[2].

Demanda industrial

Partiendo de los datos del valor añadido industrial (INE) y del consumo energético (IDAE), se proyecta la intensidad energética para 2030 y 2050 asumiendo la misma tasa de crecimiento agregada, salvo en el caso de los sectores de acero y cemento, para los que supone un crecimiento del 1%[3]. Adicionalmente, la demanda energética se corrige por la posible mejora de eficiencia energética en los procesos industriales. Para ello se utiliza el estudio realizado por ICF Consulting[4] para la Comisión Europea, seleccionando entre las medidas allí contempladas las que presentan un período de retorno de la inversión inferior a dos años. De nuevo, para los sectores del acero y del cemento se realiza un supuesto particular, y es que habrá una mejora de eficiencia del 1%. Ello resulta básicamente en que el consumo de energía para estos sectores en 2030 se supone igual al de 2015.

Demanda residencial

Se parte de la información sobre consumo final residencial en 2015 del IDAE, en la que se distingue entre calefacción (76 TWh), agua caliente sanitaria (31 TWh), iluminación y electrodomésticos (52 TWh), cocina (13 TWh) y refrigeración (2 TWh). Para convertir estos datos de consumo final a servicios energéticos para la calefacción y el agua caliente sanitaria se utiliza el número total de equipos según el estudio de SPAHOUSEC[5] y se aplican las eficiencias de Rúa (2012)[6] suponiendo que las eficiencias medias de los equipos en 2030 y 2050 serán las mismas (salvo para las bombas de calor, para las que se supone un COP de 6) y que los radiadores eléctricos tienen una eficiencia de 100%. En el caso de la refrigeración se utiliza el COP utilizado en el estudio de las bombas de calor del IDAE[7]. Para predecir la demanda futura, se utiliza la elasticidad renta de López-Peña Fernández (2014).

Para los electrodomésticos y electrónica de consumo se supone que hay uno de cada tipo en cada hogar, utilizándose la proyección de hogares realizada por el INE hasta 2031, mientras que para 2050 se supone un incremento lineal teniendo en cuenta la variación entre 2015 y 2031. Por

2 En el anexo correspondiente se muestran en detalle todos los parámetros de entrada.

3 Este es un valor estimado en base a las referencias explícitas del EU Reference Scenario, que sitúa el crecimiento medio anual de la producción de cemento y acero en el 1% y 0.8% respectivamente. El crecimiento del sector del acero también coincide con el informe "Steel perspectives" de McKinsey.

4 Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/151201%20DG%20ENER%20Industrial%20EE%20study%20-%20final%20report_clean_stc.pdf

5 Disponible en: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf

6 Disponible en: http://informesdelaconstruccion.revistas.csic.es/index.php/informesdelaconstruccion/article/view/2180/2488

7 Disponible en: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Bombas-de-calor_FINAL_04ee7f42.pdf

último, se ha obtenido el consumo de iluminación residencial aplicando la metodología de Greenpeace Revolución Energética[8].

Demanda del sector servicios

La demanda del sector servicios para 2015 se obtiene de la base de datos Odyssee, ya que el IDAE no proporciona los datos desagregados por usos finales. El cálculo de consumo del sector servicios se basa en el realizado para el sector residencial teniendo en cuenta que, según la European Energy Agency, el sector servicios tiene tres veces menos superficie que el sector residencial, mientras que los edificios del sector de servicios son en promedio un 70% más intensivos en energía.

Se asume un consumo medio de 174 kWh/m2 (frente a una estimación de 94 kWh/m2 en el residencial), lo que implicaría una intensidad en España un 40% inferior a la media europea.

Demanda de transporte

Los datos para la demanda del transporte en 2015 provienen del "Observatorio del transporte y la logística en España" del Ministerio de Fomento[9]. Para proyectar los datos del transporte de pasajeros se utilizan las elasticidades renta del estudio de A. Danesin y P. Linares[10], mientras que para los datos del transporte aéreo y marítimo de mercancías se supone una elasticidad unitaria con respecto al valor añadido.

La proyección para el transporte terrestre de mercancías es la suma de dos partes. Por un lado, en el transporte ferroviario se utiliza el mismo cálculo que en el caso del transporte aéreo y marítimo. Por otro lado, la eficiencia del transporte por carretera se ha obtenido dividiendo la cantidad de mercancías en toneladas-km por el valor añadido bruto de cada sector industrial. De esta forma se obtienen los datos históricos de la eficiencia por transporte de carretera en toneladas-km/€. Las proyecciones se han hecho con las tendencias de los últimos doce años.

En la Tabla 1 se muestran las demandas estimadas para cada uno de los sectores contemplados.

8 Disponible en: http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/revoluci-n-energetica-2.pdf

9 Disponible en: http://observatoriotransporte.fomento.es/OTLE/lang_castellano/

10 Disponible en: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_revista.php.es?id=834

Tabla 1. Demanda de servicios energéticos

		2015	2030	2050
Industria				
Industria minería, construcción y materiales[GWh]		145.647	171.068	206.132
Industria química [GWh]		32.784	44.756	57.830
Industria otros[GWh]		41.345	75.941	97.347
Sector primario [GWh]		29.002	39.450	50.666
Residencial				
Calefacción [GWhHEAT]		106.276	134.324	176.005
Aire Acondicionado [GWhCOLD]		6.066	29.042	63.596
Agua caliente sanitaria [GWhACS]		28.051	44.160	68.386
Iluminación [GigaLumenesHora]		448.948	749.689	1.498.011
Servicios				
Calefacción[GWhHEAT]		36.446	57.880	63.633
Aire Acondicionado [GWhCOLD]		64.099	95.671	108.681
Agua caliente sanitaria [GWhACS]		1.292	2.763	3.230
Transporte				
Transporte pasajeros[mpkm]	Aéreo	25.392	26.625	28.479
	Marítimo	965	1.012	1.083
	Terrestre	392.782	411.852	440.537
Transporte mercancías[mtkm]	Aéreo	64	81	109
	Marítimo	40.450	51.454	69.301
	Terrestre	265.757	306.172	416.249

4. MODELO Y PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

Descripción del modelo de simulación utilizado

En la simulación para el conjunto del sector energético se ha utilizado el modelo MASTER SO (*Model for the Analysis of Sustainable Energy Roadmaps. Static Optimization version*). Se trata de un modelo estático que describe el sector energético de manera *bottom-up* (es decir, a partir de los componentes del sistema)[11] que se articula en torno a cinco bloques que describen los distintos niveles de conversión energética, desde las fuentes primarias a los usos finales. El modelo toma como punto de partida una descripción de la demanda de servicios energéticos, que

[11] El modelo es propiedad de la Universidad Pontificia Comillas y fue desarrollado por Álvaro López-Peña. Véase López-Peña (2014): "Evaluation and design of sustainable energy policies: an application to the case of Spain".

se introducen exógenamente, y permite satisfacerlas con porcentajes variables de distintas tecnologías. Se supone una potencia eléctrica instalada para 2030 y se incorporan los costes y parámetros técnicos de las diferentes tecnologías, los precios asociados a los combustibles y datos de las tecnologías de usos finales.

El modelo utiliza las fuentes primarias de manera óptima para satisfacer la demanda de usos finales que se ha definido. Para ello, aunque se mantienen las infraestructuras (hidráulicas, regasificadoras, refinerías y redes de distribución eléctricas y de gas, y potencia eléctrica instalada en 2030), el modelo puede instalar nueva capacidad de conversión de la energía (como, por ejemplo, capacidad de generación eléctrica o de refino). Esta nueva capacidad se instalará en las tecnologías que resulten en la manera más eficiente de satisfacer la demanda de usos finales. El modelo incorpora una versión simplificada del sistema eléctrico, que incluye la operación y la necesidad de reservas, e incluye el potencial de los diferentes tipos de tecnología. Para ser coherente con la simulación para el sector eléctrico que se desarrolla posteriormente, se ha supuesto un precio exógeno para las emisiones de CO_2.

A partir de las demandas, los costes y los datos técnicos de partida, el modelo asume que el sistema se adaptará a las restricciones existentes de la manera más eficiente posible desde una perspectiva económica[12]. Con este objetivo, el modelo instala capacidades nuevas y optimiza el uso de las existentes para satisfacer la demanda. Asimismo, el modelo considera sólo costes promedios derivados del uso de las infraestructuras de red. Además, es preciso subrayar que el modelo es de "nudo único", es decir, no tiene en cuenta las posibles restricciones de red eléctrica o de gas, tanto de transporte como de distribución, que podrían limitar la utilización de las distintas tecnologías.

Precio de CO_2 y de los combustibles

Un elemento de gran relevancia de cara a la transición energética hacia un sistema más bajo en emisiones de gases de efecto invernadero es el precio del CO_2 o su equivalente en términos de restricciones de emisiones. A este respecto, hay que considerar que las obligaciones de España en cuanto a reducción de emisiones de gases de efecto invernadero vienen formuladas de distinta forma, tal como se ha explicado en la sección 2:

- Para las instalaciones acogidas al sistema europeo de comercio de emisiones (EU-ETS) no hay un objetivo de reducción por país, sino agregado: un 43% de reducción de emisiones para todo el sistema europeo, con respecto a las emisiones de 2005.
- Para las instalaciones no acogidas (fundamentalmente el sector transporte, y el sector terciario, que se suelen englobar en la categoría de sectores difusos), el objetivo de reducción sí es vinculante a nivel país, y actualmente se sitúa en un 26% de reducción con respecto a las emisiones de 2005.

Cabe pues preguntarse por la mejor forma de representar los objetivos de descarbonización para España. Para asegurar la coherencia con el análisis de escenarios en el sector eléctrico, se ha optado por introducir un precio del CO_2, que representaría tanto el precio resultante del comercio de emisiones ETS, como un posible impuesto a los sectores difusos (véase el capítulo 0). En

[12] En el coste económico se incluye el coste del CO_2, pero no el de otros contaminantes.

cualquier caso, en los escenarios también se comparan las emisiones con los objetivos de reducción (indicativos para los sectores ETS, y vinculantes para los sectores difusos).

Para 2030 se han considerado tres posibles precios para el CO_2: en el caso base se utilizan los 50€/tCO_2, tomados del escenario Generación Distribuida del Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP) de ENTSOE/ENTSOG[13]. Para el escenario a 2050 se ha tomado un precio del CO_2 más alto, y que asegure una reducción de emisiones compatible con los objetivos de reducción de la Unión Europea (un 80% de reducción de emisiones con respecto a 1990). Este precio es de 206€/tCO_2. Además, se ha analizado la sensibilidad de los resultados a dos precios alternativos del CO_2: 33 €/tCO_2 y 7,5 €/tCO_2.

En el análisis se utilizan los siguientes precios para los combustibles, de nuevo tomados de los supuestos del TYNDP – Generación Distribuida. Para 2050 los costes de combustibles se han supuesto a partir de fuentes de datos internacionales, pues el TYNDP no ofrece datos para ese año. Además, y a efectos indicativos, se ofrecen también los precios de otras fuentes de referencia (BEIS 2016 Fossil Fuel Price Assumptions, IEA 2016 Word Energy Outlook; Bloomberg New Energy Finance).

Tabla 2. Precios de los combustibles

	TYNDP	BEIS (Mid)	WEO (NPS)	BNEF	Elaboración propia (*)	BNEF	
	2030	2030	2030	2030	2050	2050	
Carbón	9,7	8,3	7,6	5,8	7,7	5,6	€/MWh
	94,0	80,0	74,0	55,79	74,6	53,91	$/tonelada
Gas	31,68	19,5	29,5	19,2	15,8	24,8	€/MWh
	11,1	6,8	10,3	6,69	5,5	8,67	$/millón BTU
Petróleo	71,46	39,6	54,9	n.d.	34,6	n.d.	€/MWh
	144,50	80	111		70,0		$/barril

(*) A partir de los distintos estudios internacionales existentes para 2050

También se realizará posteriormente un análisis de la sensibilidad de los resultados a cambios en los precios de los combustibles.

Potencia y parámetros de generación eléctrica

De nuevo de acuerdo con los escenarios del TYNDP (Generación Distribuida, que se considera como la hipótesis central de la simulación), en el modelo se ha supuesto que, tanto para 2030

[13] En el siguiente bloque B, referido a escenarios eléctricos, se desarrollará una explicación más detallada sobre las características de este escenario.

como para 2050, existirá una determinada potencia de generación eléctrica instalada[14]. Por ejemplo, para 2050 se supone que la única potencia que permanecerá instalada será la hidráulica. A partir de esta potencia el modelo de simulación puede decidir instalar potencia adicional, algo que evidentemente hace en 2050.

Además, en el análisis de sensibilidad se plantearán otras opciones de configuración del parque de generación eléctrica.

Tabla 3. Potencia que se supone instalada de antemano en 2030 y 2050

[MW]	2030	2050
Nuclear	7117	0
Carbón	847	0
Ciclo combinado de gas	24560	0
Hidráulica (+bombeo)	25409	19633
Eólica	31000	0
Fotovoltaica	47157	0
Solar termoeléctrica	2300	0
Resto RES	2550	0
Cogeneración y otros	8500	0
Baterías	0	0

Aunque, como ya se ha mencionado, para 2030 toda la potencia instalada de generación eléctrica se considera un supuesto exógeno, de nuevo en búsqueda de la coherencia con el análisis del sector eléctrico, es relevante explicitar los costes de inversión supuestos, ya que estos condicionan los costes totales del sistema. En la siguiente tabla se presentan los parámetros utilizados, así como, de nuevo con carácter indicativo, los costes esperados por Bloomberg New Energy Finance para el coste de inversión de las principales tecnologías en España. Las eficiencias de conversión eléctrica son las consideradas habitualmente para pasar de energía primaria a final, siendo en algunos casos convenciones estadísticas.

14 Esta no es una decisión del modelo, sino un supuesto exógeno.

Tabla 4. Parámetros de las tecnologías de generación eléctrica

	EFICIENCIA DE CONVERSIÓN ELÉCTRICA	COSTE FIJO [€/KW]	COSTE INVERSION 2030 [€/KW]	COSTE INVERSION 2050 [€/KW]	BNEF NEO 2030 [€/KW]	IEA NPS 2030 [€/KW]	MÁXIMO DE HORAS ANUALES	EMISIONES [TCO_2/MWH]
NUCLEAR	33%	90	4500	4000	/	4590	7008	0
CARBÓN	35%	33	2141	2141	1427	1530	7000	0,93
CICLO COMBINADO DE GAS	58%	23	900	800	840	900	7000	0,355
HIDROELÉCTRICA FLUYENTE	100%	59	2888	2888	/	2385	3000	0
HIDROELÉCTRICA REGULABLE	100%	59	2888	2888	/	2385	1466	0
EÓLICA TERRESTRE	100%	39	1300	1200	1280	1548	2200	0
EÓLICA TERRESTRE (2050)	100%	39	1300	1200	1280	1548	2800	0
EÓLICA MARINA	100%	96	2580	2000	/	2880	3500	0
FOTOVOLTAICA	100%	10	640	400	465	774	2068	0
SOLAR TERMOELÉCTRICA	20%	125	3800	2900	/	3378	2198	0
BIOMASA	32%	54	2517	2517	/	2160	7500	0
RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS	22%	54	5503	5503	/	6390	7500	0,85

Otros parámetros utilizados para el caso base

En un contexto de gran penetración de energías renovables cobra gran importancia también el supuesto que se adopte sobre el funcionamiento de las tecnologías renovables, así como la disponibilidad de energía hidráulica. Estos supuestos, además, deben depender de los propios efectos del cambio climático. Los parámetros utilizados, basados en años medios y en eficiencias esperadas, se recogen en la tabla siguiente. Las horas de funcionamiento de eólica y fotovoltaica, así como la producción hidráulica en 2030, proceden de los supuestos del TYNDP. El supuesto de producción hidráulica para 2050 se ha obtenido a partir de las proyecciones del CEDEX para disponibilidad de agua en función de distintos escenarios de cambio climático para España.

Los perfiles temporales de funcionamiento de la eólica y la fotovoltaica son fijos. En el caso de la hidráulica, el modelo MASTER.SO utiliza una consigna hidráulica mensual basada en perfiles históricos, que luego el modelo despacha en cada mes.

Tabla 5. Horas de funcionamiento y producción de energías renovables

Horas de funcionamiento de eólica a 2030	2.241 horas
Horas de funcionamiento de eólica a 2050	2.800 horas
Horas de funcionamiento de fotovoltaica a 2030	1.874 horas
Horas de funcionamiento de fotovoltaica a 2050	2.342 horas
Producción hidráulica anual en 2030	32 GWh
Producción hidráulica anual en 2050	21 GWh

Además de los parámetros de entrada recogidos en las secciones anteriores, se ha considerado necesario introducir algunos supuestos adicionales que fundamentalmente pretenden reflejar el hecho de que algunas nuevas tecnologías (por ejemplo, tecnologías renovables de generación eléctrica, vehículos eléctricos o bombas de calor avanzadas para climatización), a pesar de su competitividad económica, no se desplegarán de forma instantánea, sino que su penetración en el mercado vendrá asociada a los procesos habituales de difusión tecnológica. A continuación se detalla el conjunto de supuestos realizados.

- Las potencias eléctricas para 2030 se han supuesto exógenamente a partir de los supuestos del TYNDP. Hacia 2050 se ha limitado la potencia a instalar en cada año de energía eólica y fotovoltaica, bajo el supuesto de que un aumento de esta potencia instalada anualmente podría crear fricciones y dificultades en los suministradores.
- Se asume que la biomasa no aumenta su contribución sobre la situación en 2015. Este es un supuesto relevante, pero que por otra parte refleja que la biomasa cuenta con numerosos problemas: emisiones de CO_2 no nulas si se tiene en cuenta el ciclo de vida, dificultades logísticas y de aprovisionamiento, emisiones de partículas, etc.

- Igualmente, y por razones similares, se ha limitado la cantidad de transporte con biocombustibles que el modelo puede utilizar a la cantidad que se utiliza actualmente en transporte según IDAE (2,87%).
- Se ha limitado la cuota de penetración[15] de distintas tecnologías para la provisión de calor residencial y de servicios, de forma que se considere que las tecnologías tardan en aumentar su cuota, y más aún en un contexto en que el parque español de viviendas se va a renovar muy lentamente:
    - Cuota máxima del 0% para los radiadores eléctricos, y del 45% para termos eléctricos para ACS, en residencial.
    - Cuota máxima del 20% para la bomba de calor (equivalente aprox. a 3.2 millones de bombas de calor en hogares) y del 60% en servicios.
    - Cuota mínima del 10% y máxima del 30% para el gas natural en uso residencial.
    - Cuota máxima del 50% para el gas natural para agua caliente sanitaria.
    - Cuota de gas natural para uso en cocinas asociada al uso de gas natural para calefacción.
    - Cuota máxima del 20% en biomasa residencial.
    - Cuota máxima del 10% para la energía solar térmica para ACS en residencial.
    - Cuota máxima del 20% a la demanda de gas para cocinar en residencial.

- Se ha establecido una cuota máxima para el parque de vehículos eléctricos, de forma que no supere el 10% del parque total de vehículos ligeros. Este supuesto se ha construido a partir de curvas de penetración razonablemente optimistas, y de la tasa de renovación anual del parque de vehículos ligeros español. Aunque el modelo no tiene en cuenta el parque de vehículos en sí mismo, sino la demanda de movilidad y el consumo de energía, esto puede equivaler a unos 2,4 millones de vehículos ligeros. En cualquier caso, este supuesto también se contrasta en el análisis de sensibilidad.
- Se han tenido en cuenta las emisiones previstas en el Paquete de Movilidad Limpia de la Comisión Europea para los vehículos convencionales, lo que resulta en unos consumos y emisiones muy inferiores a los actuales, dado que se supone que el parque de vehículos se renueva por completo.
- En el caso base se ha supuesto que, debido a su alto coste, no se realizan mejoras de aislamiento (envolventes, ventanas, etc.) en edificios. En el análisis de sensibilidad se analiza la robustez de los resultados a este supuesto.

Parámetros considerados en el análisis de sensibilidad

Como se ha indicado anteriormente, además del caso base analizado, y cuyos parámetros se han descrito anteriormente, se han evaluado cambios en algunos de los supuestos y parámetros más significativos.

- En el caso base se supone una potencia eléctrica instalada de carbón a 2030 de 800 MW. Esta potencia se ha aumentado a 4.600 MW, para analizar el caso en que se mantengan todas las centrales de carbón cuyos operadores han indicado que van a efectuar inversiones para adaptarse a nueva normativa de emisiones europea.

15 Medida en términos de demanda de servicios energéticos, no de consumo energético o de número de equipos.

- También se analiza el caso en que no se extiende la vida útil de las centrales nucleares más allá de 2030.
- El caso base supone una potencia instalada de energías renovables a partir de los supuestos del TYNDP. Sin embargo, esto supone un volumen de potencia a instalar muy elevado, en un número reducido de años. Para reflejar las posibles tensiones en la cadena de suministro, se ha analizado también el caso de que la cantidad de potencia a instalar cada año esté limitada, de acuerdo con las estimaciones de Bloomberg New Energy Finance para España[16], y que se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 6. Máxima capacidad de instalación acumulada de solar fotovoltaica y eólica en España 2016-2029 (BNEF)

TECNOLOGÍA	MW
Solar fotovoltaica	26.042
Eólica terrestre	90.512

Esto supone básicamente reducir la potencia instalada de solar fotovoltaica, que se compensa con una mayor instalación de energía eólica de forma que se alcance el mismo volumen de producción eléctrica agregada con estas dos fuentes, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Todos los cambios de potencia eléctrica supuestos se recogen en la tabla siguiente.

Tabla 7. Potencia eléctrica instalada en MW

	CASO BASE	POTENCIA CARBÓN 4,6 GW	SIN NUCLEAR	POTENCIA BNEF
NUCLEAR	7117	7117	0	7117
CARBÓN	847	4600	847	847
CICLO COMBINADO DE GAS	24560	24560	24560	24560
HIDRÁULICA (+BOMBEO)	25409	25409	25409	25409
EÓLICA TERRESTRE	31000	31000	31000	42422
FOTOVOLTAICA	47157	47157	47157	34000
SOLAR TERMOELÉCTRICA	2300	2300	2300	2300
RESTO RES	2550	2550	2550	2550
COGENERACIÓN Y OTROS	8500	8500	8500	8500
BATERÍAS	0	0	0	0

16 Estas estimaciones están basadas en un análisis local de capacidades de suministro, inserto en un contexto global de oferta y demanda de energías renovables.

- Como se indicó anteriormente, los precios de los combustibles fósiles supuestos por el TYNDP-DG se encuentran en el rango superior de los precios manejados por otros estudios de prospectiva. Por ello, se ha considerado conveniente evaluar cambios en los precios de estos combustibles, tal como se recoge en la tabla siguiente.

Tabla 8. Costes de combustible y CO_2

		CASO BASE	REDUCCIÓN PRECIO CARBÓN	REDUCCIÓN PRECIO DE GAS	REDUCCIÓN PRECIO DE PETRÓLEO
CARBÓN	€/MWh	9,7	7,7	9,7	9,7
	$/tonelada	94,0	75	94,0	94,0
GAS	€/MWh	31,68	31,68	18	31,68
	$/millón BTU	11,1	11,1	6,3	11,1
PETRÓLEO	€/MWh	71,46	71,46	71,46	34,6
	$/barril	144,50	144,50	144,50	70
CO2	€/tCO2	50	50	50	50
URANIO	€/MWh	1,69	1,69	1,69	1,69

- En el caso base se ha supuesto que no se activan las medidas de aislamiento de edificios. Se ha realizado un análisis de sensibilidad en el que se permite que estas medidas se lleven a cabo, siempre que se consideren rentables económicamente.
- En la construcción de la demanda industrial se ha supuesto que la siderurgia y el cemento mantienen un consumo de energía en 2030 igual al de 2015. Se ha analizado qué sucedería si estos sectores crecieran al igual que el resto, en línea con el PIB.
- Otro análisis relevante, dada la importancia del sector del transporte, es la repercusión en los resultados de supuestos más pesimistas de mejora en la eficiencia de los vehículos. Esto podría suponer básicamente más dificultades para el cumplimiento de los objetivos de descarbonización para sectores difusos. Por ello se ha evaluado el caso en que los vehículos y los camiones no avanzan tanto en la eficiencia.
- También se han evaluado las consecuencias de una mayor o menor penetración de los vehículos eléctricos con respecto al caso central (de 2,4 millones de vehículos).
- Finalmente, se ha analizado el caso en el que se amplía el uso de biocombustibles para el transporte.

En la tabla siguiente se resumen las sensibilidades analizadas. Los resultados para cada escenario se pueden consultar en la sección correspondiente.

Tabla 9. Escenarios analizados en el análisis de sensibilidad

2030 con precio CO_2 33€/tCO_2
2030 con precio CO_2 7,5€/tCO_2
Potencia carbón 4,6GW
Sin nuclear
Potencia limitada según BNEF
Reducción precio carbón
Reducción precio gas
Reducción precio petróleo
Con mejoras de aislamiento en los edificios
Crecimiento acero/cemento
Coches menos eficientes
Camiones menos eficientes
1M coches eléctricos
5,5M coches eléctricos
Eliminación del límite a la solar térmica en ACS residencial
Aumento del límite de biocombustibles a 8,5%
2050 con precio CO_2 206€/tCO_2

5. RESULTADOS: CASO BASE

A continuación se presentan los resultados para el caso base, tanto para 2030 como para 2050. En primer lugar, se presentan los resultados agregados en términos de demanda primaria, demanda final, mix de tecnologías y emisiones. Posteriormente se detallan las tecnologías de usos finales.

No se presentan sin embargo en esta sección resultados en términos de coste, ya que no son relevantes en términos absolutos más que con carácter aproximado. Efectivamente, estos costes incluyen términos de inversión que impiden que sean comparables con los actuales. Por ello, se ha optado por presentar los resultados de costes únicamente en el apartado de análisis de sensibilidad, para que puedan ser comparados entre los distintos escenarios.

Resultados agregados

En primer lugar, se muestran los resultados correspondientes a la demanda de energía final en España. Se puede observar cómo la demanda de energía final, bajo los supuestos considerados, descendería en España en 2030 en relación a 2015, nuestro año de referencia. Esto se debe fundamentalmente a la penetración de tecnologías de usos finales, y de generación eléctrica, más

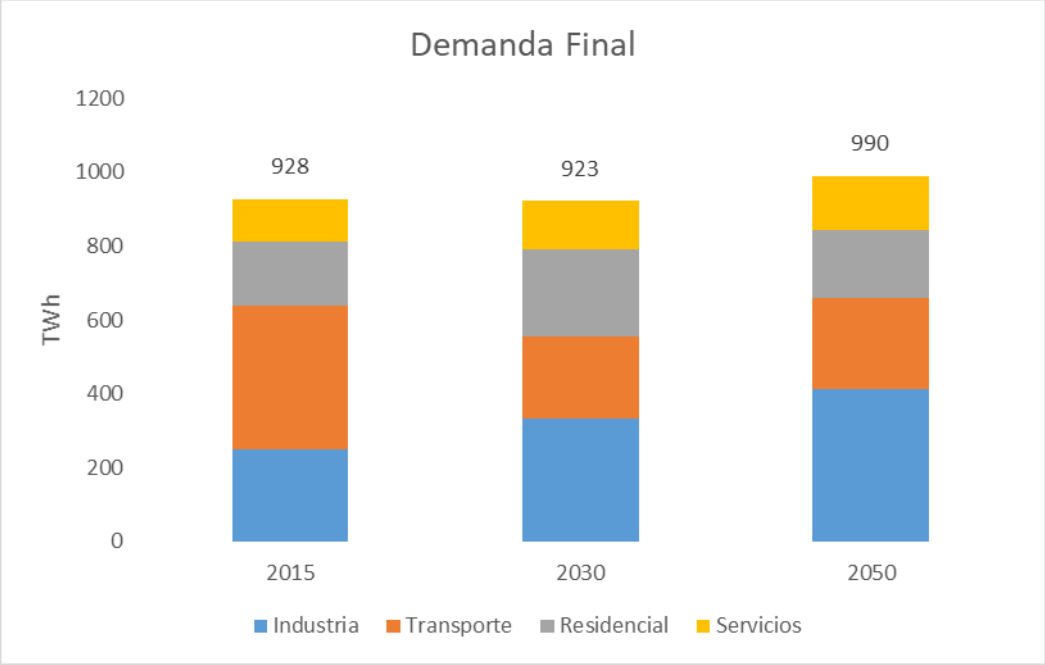
eficientes, y que como se puede observar compensan el crecimiento de la demanda de servicios energéticos. Es decir, se lograría un desacoplamiento muy significativo del crecimiento económico y de la demanda energética, siempre por supuesto que se realicen las medidas de eficiencia energética que el modelo considera rentables desde el punto de vista económico.

En 2050, la demanda de energía final vuelve a crecer: muchas de las tecnologías eficientes ya han sido implantadas en 2030, y por tanto el crecimiento de la demanda de servicios energéticos es el que dirige la evolución.

En cuanto a la composición de la demanda final por sectores, puede observarse cómo:

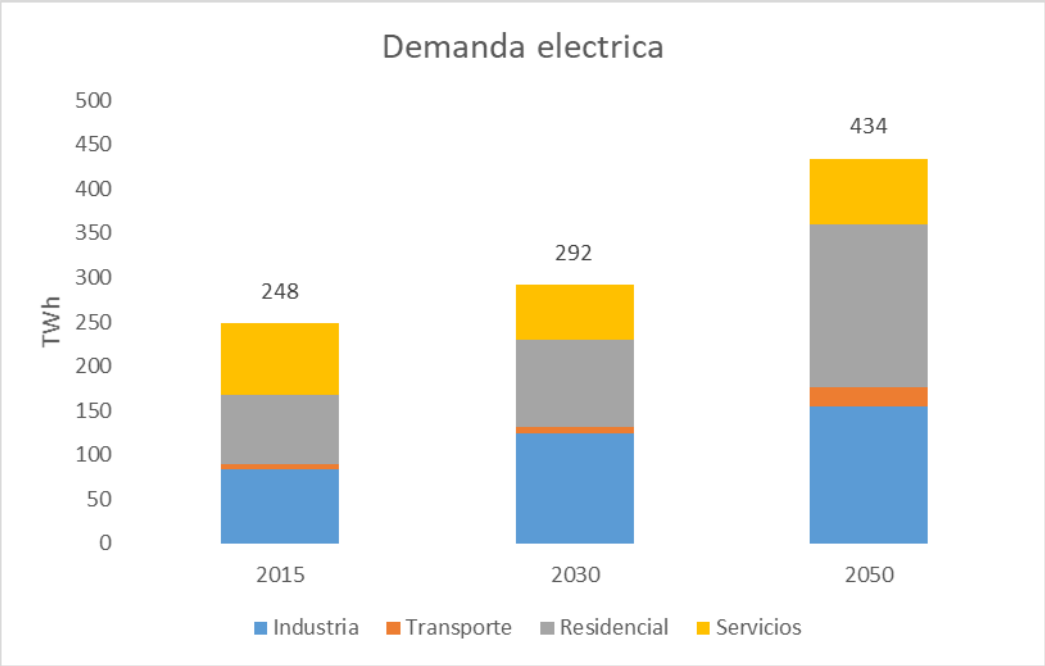
- La demanda de la industria aumenta en línea con el crecimiento del PIB (salvo para la siderurgia y el cemento)
- La demanda de transporte se reduce significativamente, debido al aumento de la eficiencia del parque automovilístico
- La demanda del sector terciario muestra un ligero aumento (algo más en el caso del sector servicios), en todo caso inferior al crecimiento de la demanda de servicios energéticos, de nuevo por la utilización de tecnologías más eficientes.

Gráfico 1. Demanda final



En cambio, la demanda eléctrica nacional (que se muestra en la figura siguiente en barras de central) sí aumenta, resultado del aumento de la electrificación de la demanda final como consecuencia del proceso de descarbonización. Esta tendencia de electrificación es más visible en el sector residencial.

Gráfico 2. Demanda eléctrica en barras de central

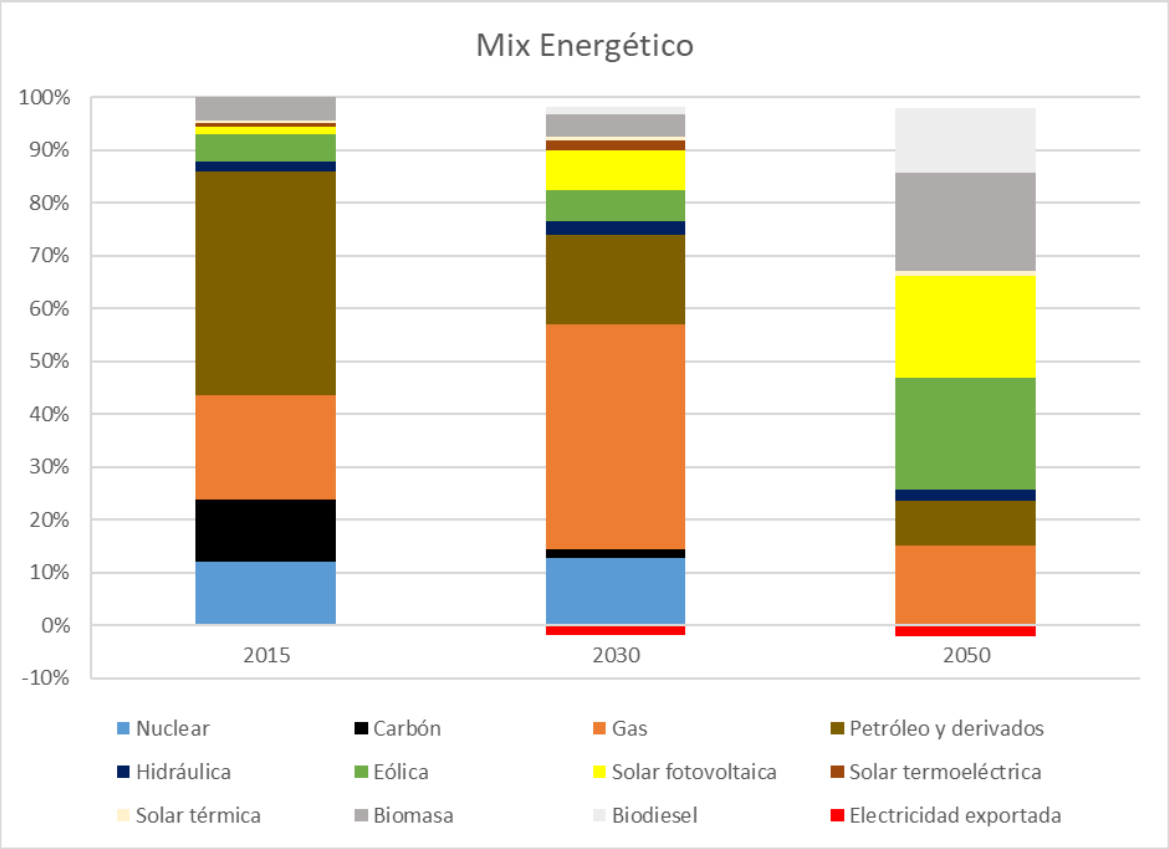


En cuanto al mix energético económicamente óptimo para satisfacer la demanda, bajo los supuestos considerados, pueden hacerse las siguientes observaciones:

- El peso del gas aumenta significativamente en la matriz energética, alcanzando los 460 TWh (un crecimiento significativo en relación a 2015, pero todavía dentro de la capacidad actual de transporte del sistema gasista).
- La demanda de petróleo, en cambio, se reduce en gran medida, fundamentalmente por la mayor eficiencia prevista para los vehículos de combustión interna (hay que recordar que en 2030 la participación de los vehículos eléctricos se limita al 10% del parque)
- La participación de las nucleares (que se han supuesto que se mantienen en el mix) en el mix energético aumenta, básicamente por la reducción de energía primaria.
- Las tecnologías renovables, solar fotovoltaica y eólica principalmente, aumentan significativamente su participación (sobre todo la fotovoltaica). Hay que recordar en todo caso que esto es un supuesto exógeno del modelo. Aparecen también exportaciones de electricidad a Francia, tal como se detallará posteriormente en el modelo del sector eléctrico.
- Es interesante observar que, a 2050, y para cumplir con el porcentaje de reducción mínimo establecido por la Unión Europea (un 80% de reducción frente a 1990), este mix debe cambiar radicalmente: el gas pasa a tener una contribución muy inferior (reduciendo a menos de la mitad su contribución a la demanda respecto a 2015), el petróleo mantiene una cuota pequeña para alimentar el transporte de mercancías, y en cambio las renovables deben pasar a tener un papel fundamental, tanto las eléctricas (eólica y fotovoltaica) como las de usos térmicos (aquí representadas, como aproximaciones, por la biomasa y los biocarburantes). Esto evidentemente plantea el reto de amortizar las inversiones asociadas con las energías fósiles que sean necesario realizar

para 2030 [17] en un período de tiempo muy breve para lo que es habitual en el sector energético.

Gráfico 3. Mix primario



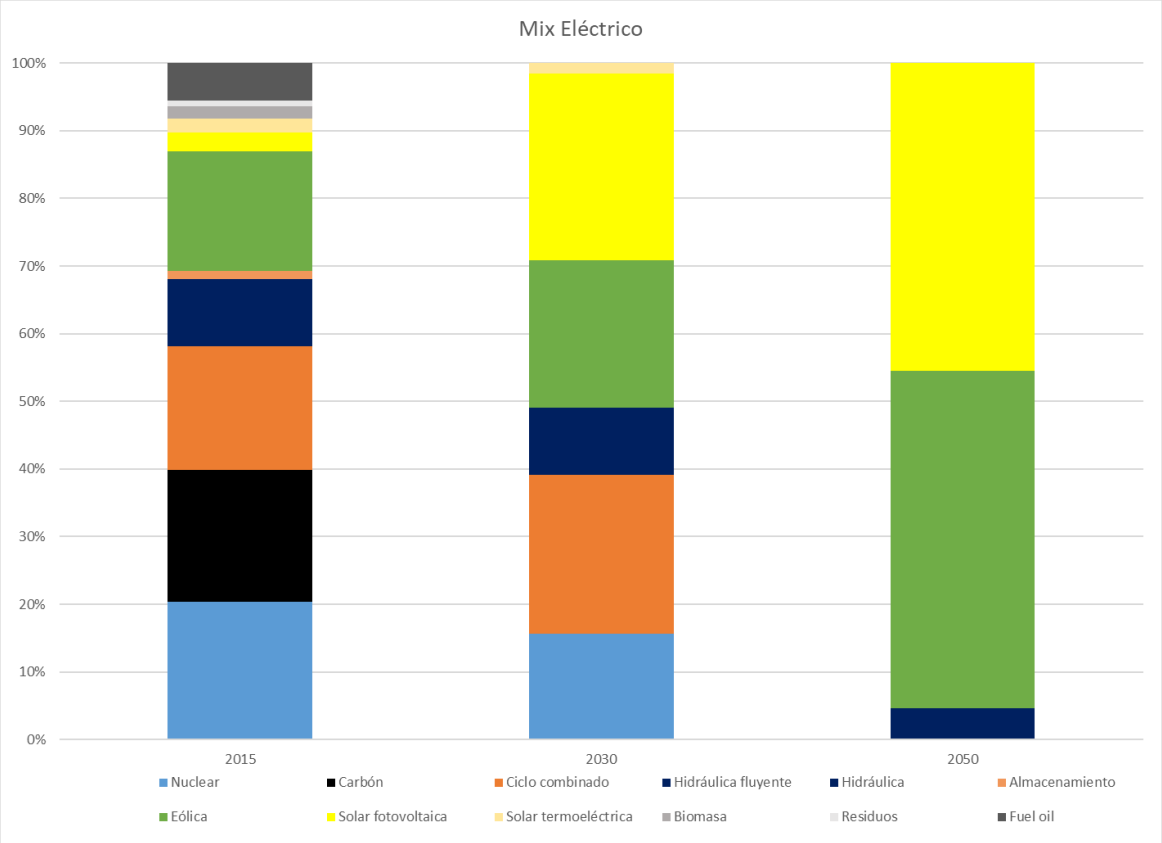
El mix eléctrico muestra un cambio muy significativo frente al de 2015. Aunque estos resultados se detallarán en mayor medida en el siguiente bloque, dedicado a las simulaciones del sector eléctrico, pueden destacarse los siguientes aspectos:

- El papel del gas se mantiene esencialmente en el mismo porcentaje, lo que, por otra parte, dado que la demanda eléctrica aumenta, supone un aumento en términos absolutos de la utilización del gas para la producción de electricidad.
- Las energías renovables alcanzan una cuota superior al 60% en la producción eléctrica.
- Las centrales nucleares se mantienen, pero el carbón desaparece casi por completo del mix (sólo aparece en la industria).
- A 2050, el mix eléctrico debería estar descarbonizado en su práctica totalidad. Esto requerirá evidentemente solventar los retos que supone un sistema de estas características desde el punto de vista de la seguridad del sistema; y también plantea la

17 Esto incluiría tanto la generación de respaldo necesaria, como las nuevas inversiones para reemplazar ciclos combinados existentes, o inversiones en infraestructura de aprovisionamiento de gas natural para el transporte de mercancías (incluido el marítimo), etc.

cuestión, ya adelantada previamente, de la amortización de las instalaciones basadas en energías fósiles que sean necesarias en 2030.

Gráfico 4. Mix eléctrico



Por último, en la siguiente figura se muestran las emisiones de CO_2, SO_2, NO_x y partículas correspondientes al sector energético. Se puede ver cómo a 2030 se reducen significativamente todas las emisiones de contaminantes, a excepción de las de partículas (asociadas al uso de biomasa y al petróleo). Es importante señalar que las emisiones de CO_2 se sitúan, tanto en términos de sectores difusos como de sectores ETS, por debajo de los objetivos establecidos por la Unión Europea. De esta forma, la senda de descarbonización en este escenario base parece coherente con el objetivo final de descarbonización a 2050.

Gráfico 5. Emisiones de CO_2 para el sector energético (en Mt)

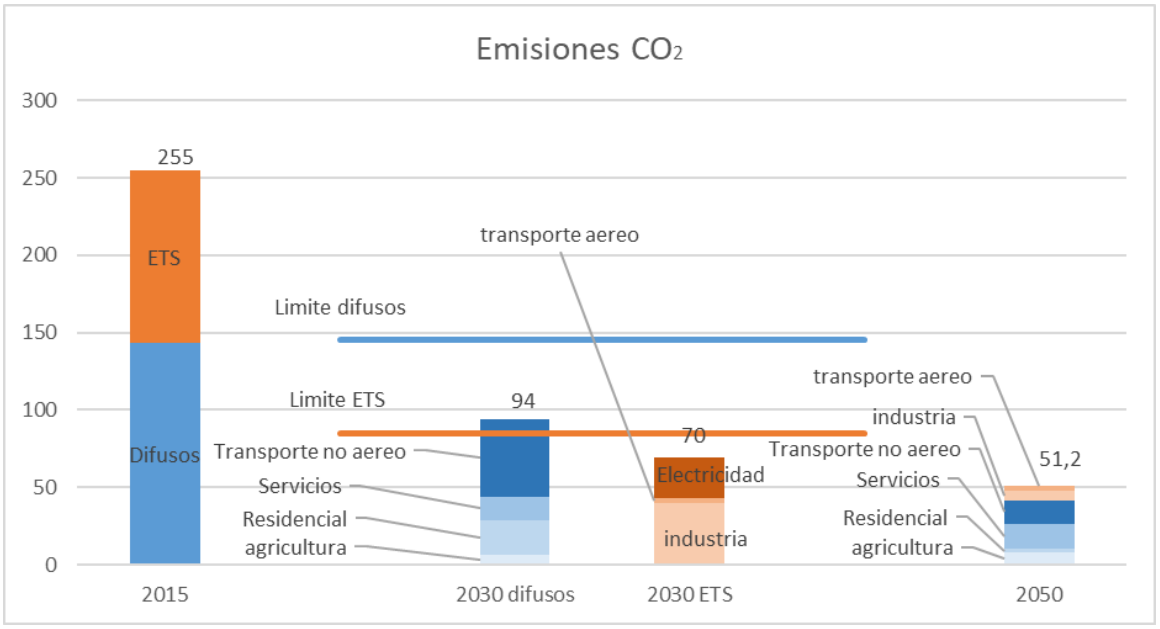
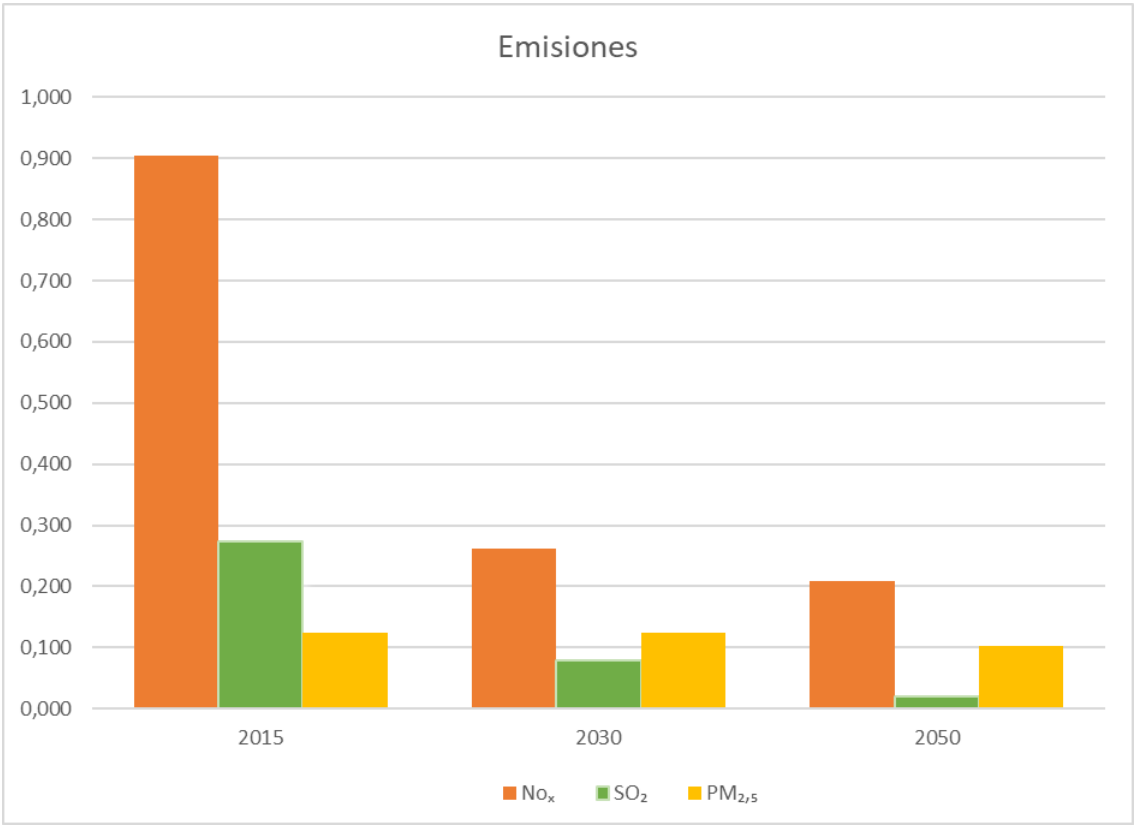


Gráfico 6. Emisiones de NO_x, SO_2 y $PM_{2,5}$ para el sector energético (en Mt)



Resultados desagregados

En esta sección se presentan los resultados desagregados para usos finales de la energía, por sectores, para el caso base.

En los dos primeros gráficos puede observarse la evolución de las distintas fuentes energéticas en la satisfacción del consumo final. El cambio más significativo es el de los productos petrolíferos, que ven muy reducido su consumo, fundamentalmente debido a la mayor eficiencia de los vehículos de combustión. El gas aumenta su participación a 2030, y también aumenta el grado de electrificación de la economía. A 2050 el gas debe reducir su contribución, y aparece la necesidad de contar con una fuente energética descarbonizada para satisfacer la demanda térmica de la industria (aquí representada, simplemente a efectos indicativos, por la biomasa).

Gráfico 7. Consumos finales [TWh]

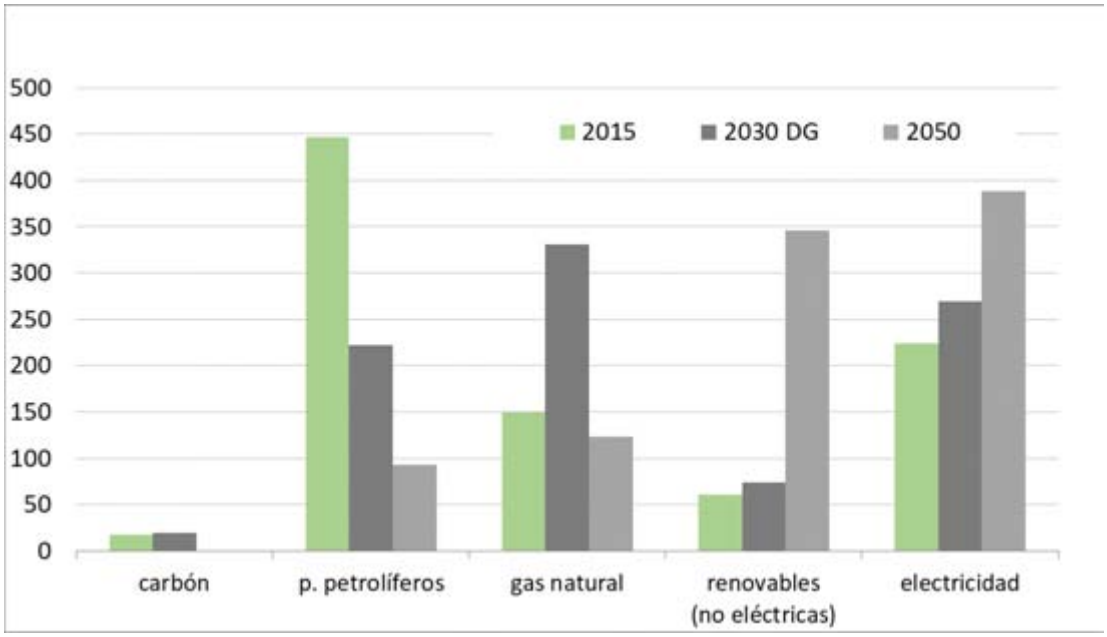
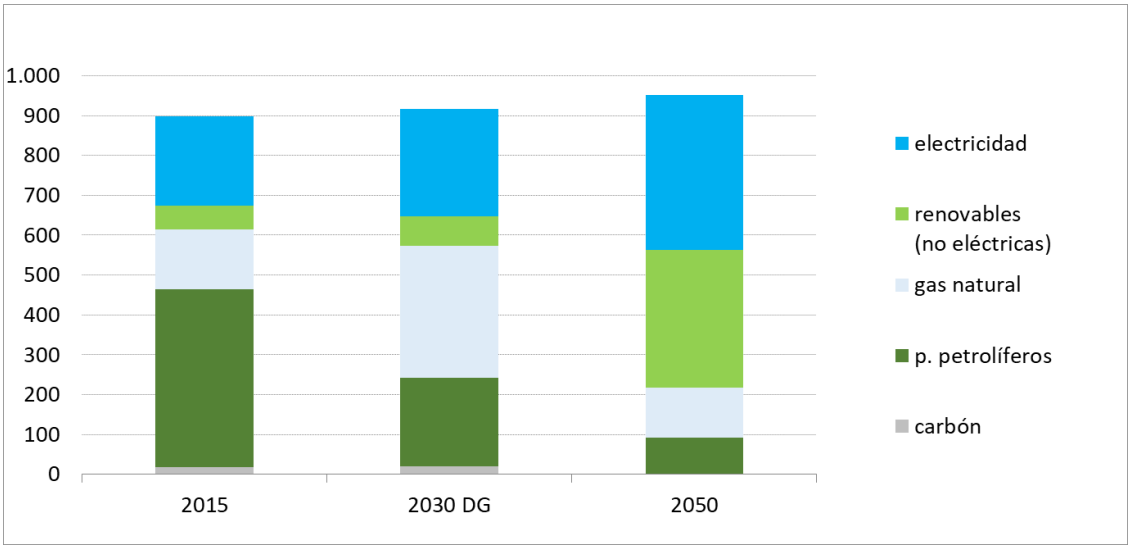


Gráfico 8. Consumos finales [TWh] (2)



Industria

En el caso de la industria, también aumenta el grado de electrificación, pero fundamentalmente lo que se produce es un aumento de la utilización de gas natural, que es el que permite satisfacer el incremento de demanda energética de este sector. Se mantiene una pequeña cuota de carbón, y los productos petrolíferos desaparecen. A 2050, las renovables no eléctricas que se indican es fundamentalmente biomasa, que hay que recordar que se utiliza en esta simulación exclusivamente como fuente representativa de una energía térmica descarbonizada.

Gráfico 9. Consumos industria [TWh]

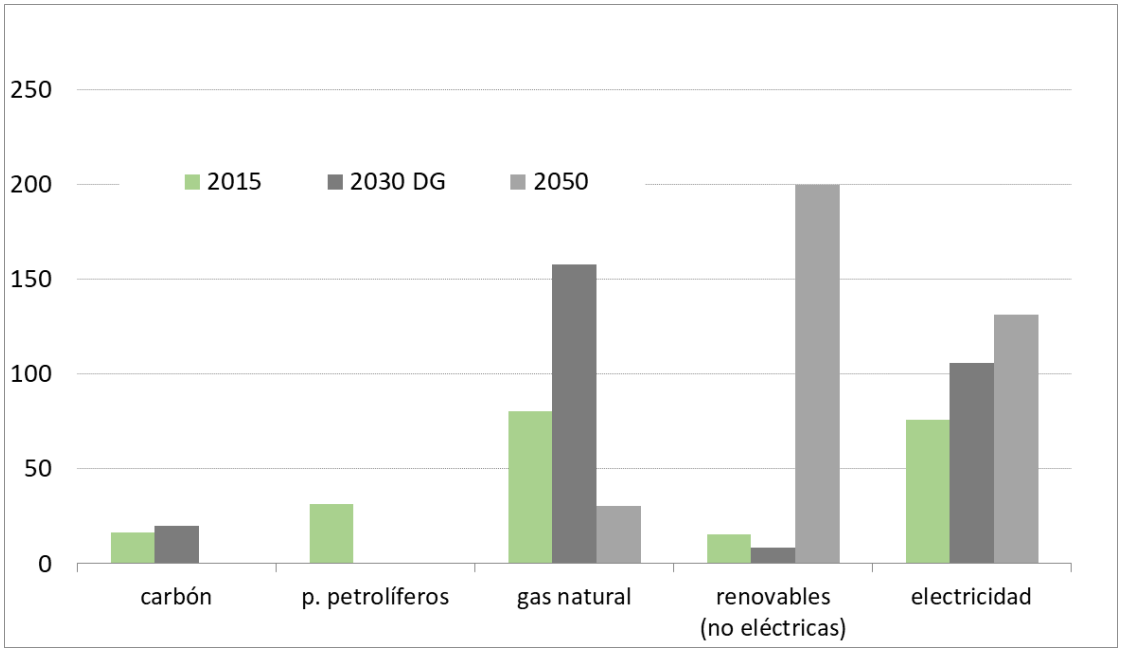


Gráfico 10. Consumos industria [TWh] (2)

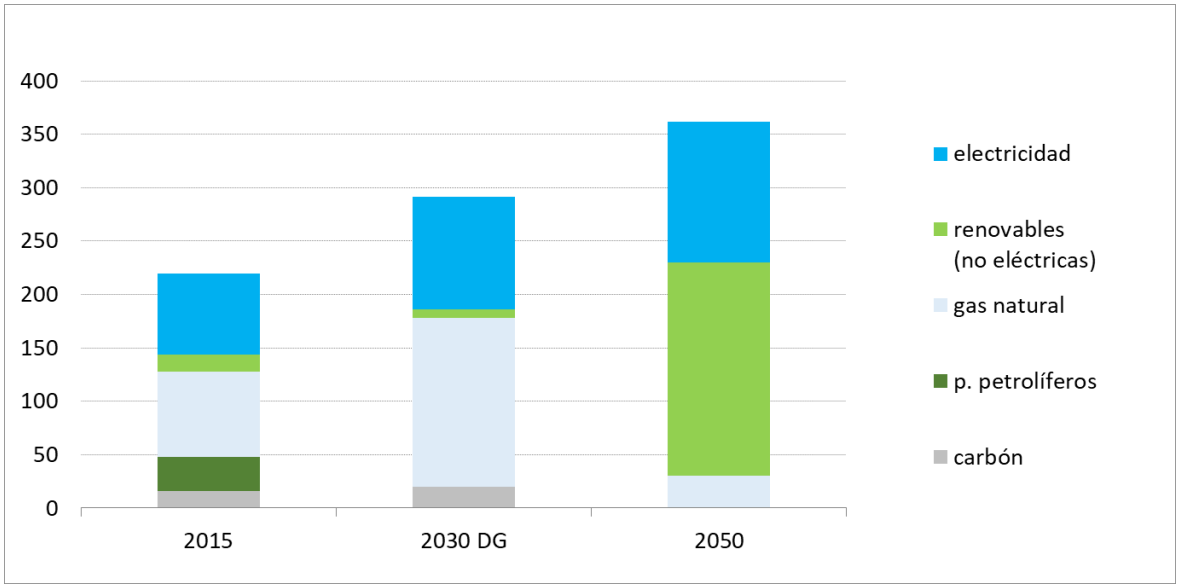


Tabla 10. Demanda final industria a 2030

		GWh	CARBÓN	GAS	BIOMASA
MINERÍA, CONSTRUCCIÓN Y MATERIALES	Electricidad	60216			
	Energía térmica	110852	16628	85959	8265
QUÍMICA	Electricidad	12975			
	Energía térmica	31781	3178	28603	
OTRA INDUSTRIA	Electricidad	32624			
	Energía térmica	43317		43317	
SECTOR PRIMARIO (NO INCLUYE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS PARA TRANSPORTE)	Electricidad	7926			
	Energía térmica	31525		31525	

Transporte

En el caso del transporte, el cambio más significativo es la reducción de la demanda de productos petrolíferos asociada a una mayor eficiencia de los vehículos de combustión interna. El gas natural aparece para el transporte marítimo. Hay que recordar que, a 2030, se ha limitado la participación de los vehículos eléctricos. A 2050 aparece una fuente energética representativa de un combustible descarbonizado, que aquí se representa de forma orientativa mediante biocombustibles.

Gráfico 11. Consumos transporte [TWh]

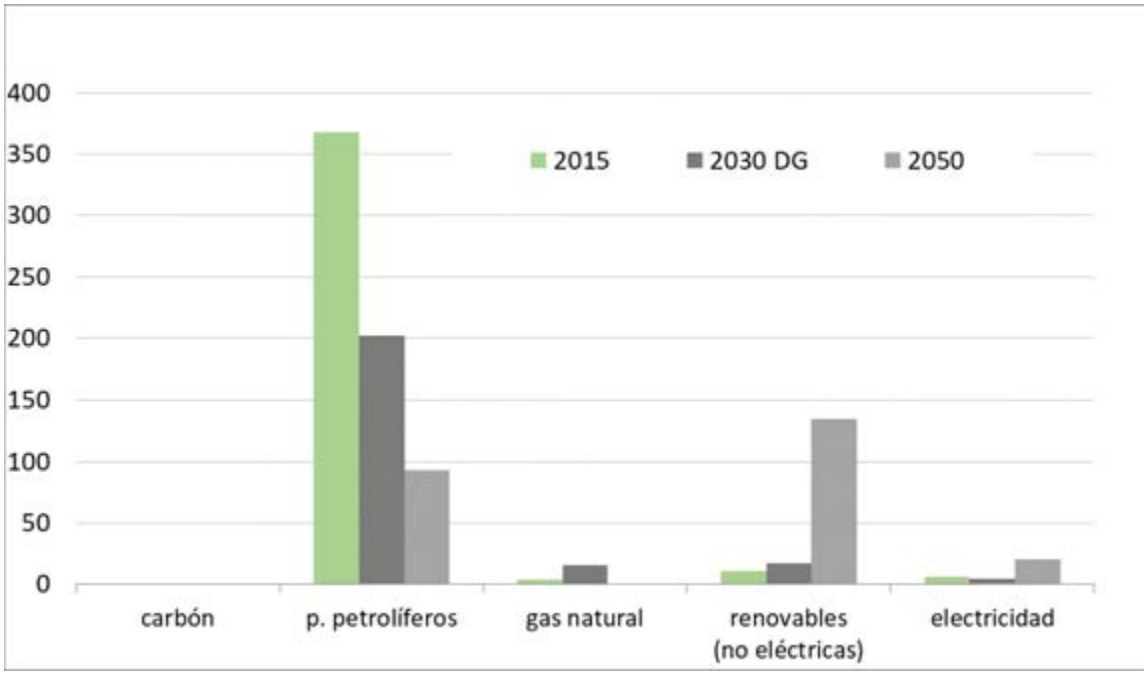
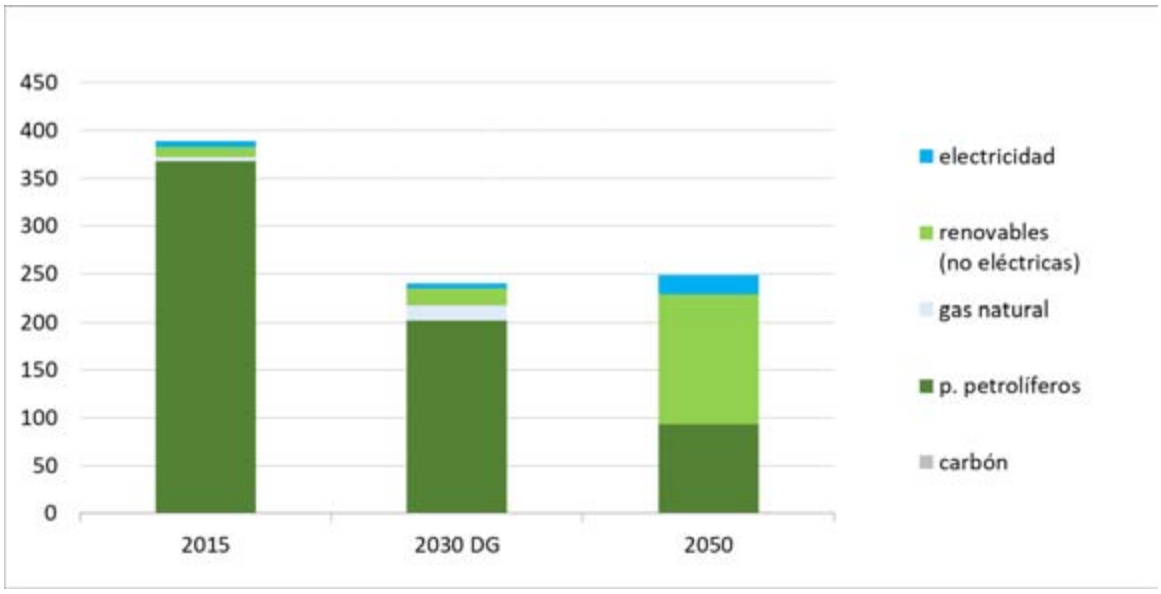


Gráfico 12. Consumos transporte [TWh] (2)



Transporte pasajeros

Tabla 11. Demanda final transporte de pasajeros 2030

		GWH	GASOLINA	ELÉCTRICO	MOTO	BUS	BUS EFICIENTE	METRO	TREN ELEC	TREN DIÉSEL	AVIÓN KERO	BARCO LNG
TERRESTRE	Urbano (menos de 10 km)	32494	12150	709	15372	2792		1471				
	Metropolitano (entre 10 y 50 km)	47636	23400	891	20278		2280		787			
	Interurbano (más de 50km)	6651	6049	99			77			426		
	Interurbano (más de 100 km)	22006	20416				243			1347		
	Interurbano (más de 500 km)	2662							2662			
AÉREO		11863									11863	
MARÍTIMO		7617										7617(*)

(*) El consumo de energía del transporte marítimo para pasajeros y mercancías es el mismo porque se modelan de forma conjunta.

Transporte mercancias

Tabla 12. Demanda final transporte de mercancías 2030

		GWH	BARCO LNG	AVIÓN	FURGONETA DIÉSEL	FURGONETA BIODIESEL	CAMIÓN HÍBRIDO	CAMIÓN DIÉSEL	TREN DIÉSEL
MARÍTIMO		7617	7617[16]						
AÉREO		77		77					
TERRESTRE	Urbano (menos de 10 km)	32472			15155	17317			
	Metropolitano (entre 10 y 50 km)	50811			50811				
	Interurbano (más de 50km)	3209					3209		
	Interurbano (más de 100 km)	5970						5861	145
	Interurbano (más de 500 km)	8444						8259	149

En el sector residencial también desaparecen los productos petrolíferos a 2030, y aumenta la electrificación (mediante bomba de calor de alta eficiencia), así como la utilización de gas natural y de renovables no eléctricas. A 2050 la electrificación de este sector es casi total.

Gráfico 13. Consumos residenciales [TWh]

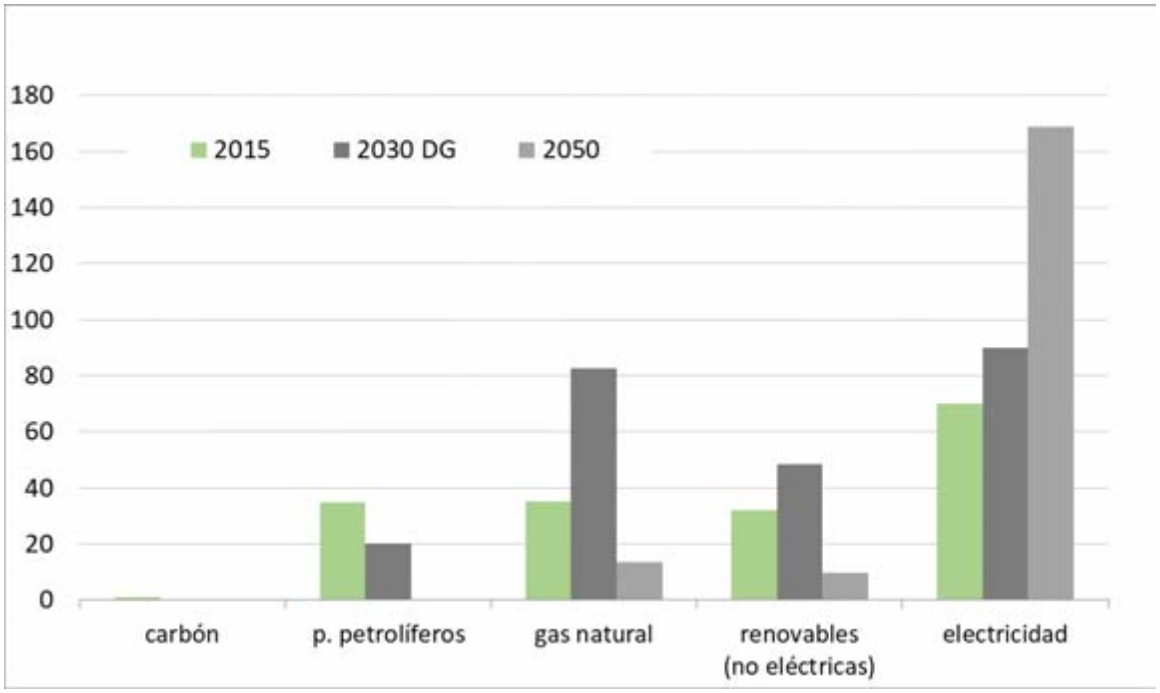
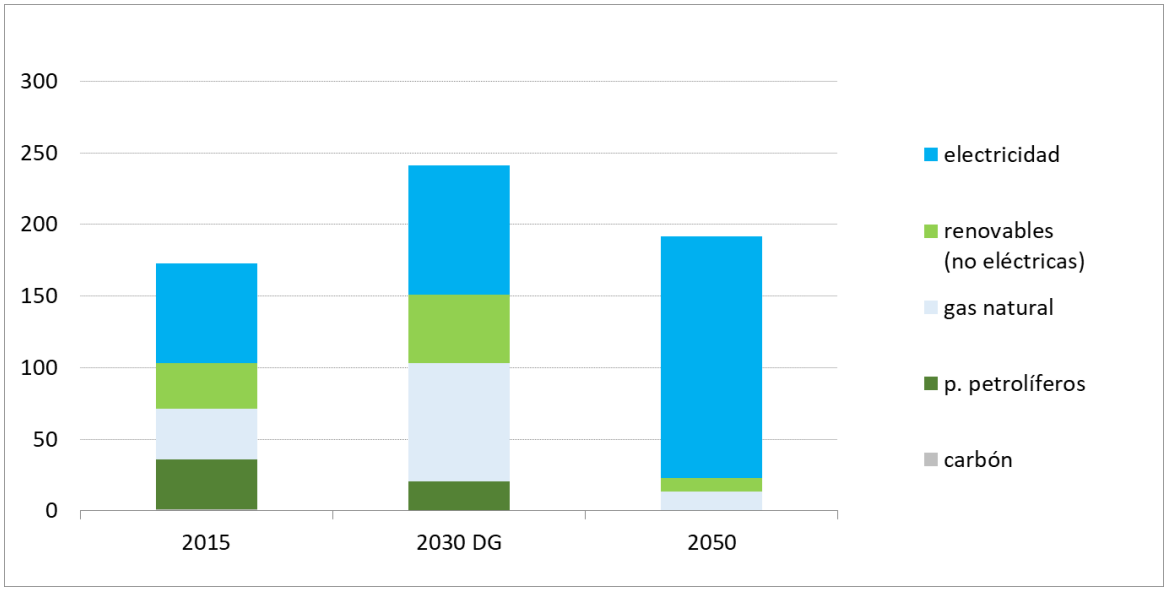


Gráfico 14. Consumos residenciales [TWh] (2)



Residencial

Tabla 13. Demanda final residencial 2030

	GWH	CALDERA DE CONDENSACIÓN	CALDERA ELÉCTRICA	SOLAR TÉRMICA	BOMBA DE CALOR COP6	BIOMASA	BOMBILLAS FLUORESCENTES	LED	FRIGORIFICO	HORNO	LAVADORA	LAVAVAJILLAS	COCINA GAS NAT	COCINA ELEC	OTROS APARATOS ELÉCTRICOS
CALOR	66710	20237			4477	41996									
FRÍO	4840				4840										
ACS	48261	22080	19872	6309											
ILUMINACIÓN	10745						3748	6997							
NEVERA	12589								12589						
HORNO	3521									3521					
LAVADORA	4925										4925				
LAVAVAJILLAS	3776											3776			
COCINA	8465												1029	7436	
OTROS	17794														17794

Servicios

La evolución del sector servicios es similar a la del sector residencial, aunque en este caso hay una mayor participación del gas natural, y no aparecen las renovables no eléctricas.

Gráfico 15. Consumos sector de servicios [TWh]

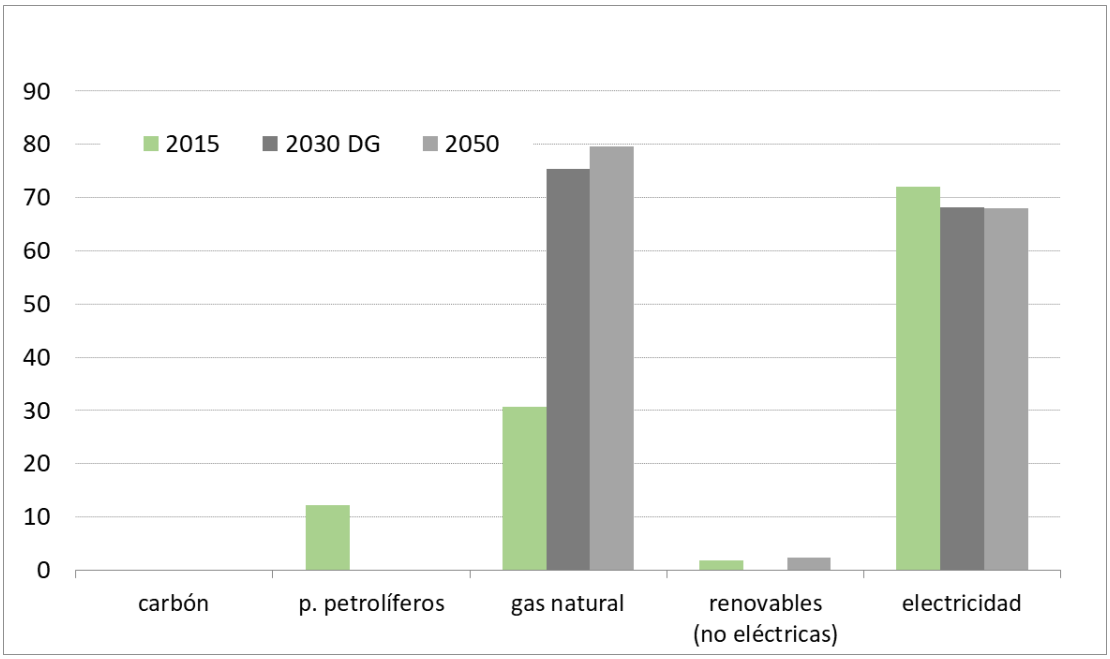


Gráfico 16. Consumos sector de servicios [TWh] (2)

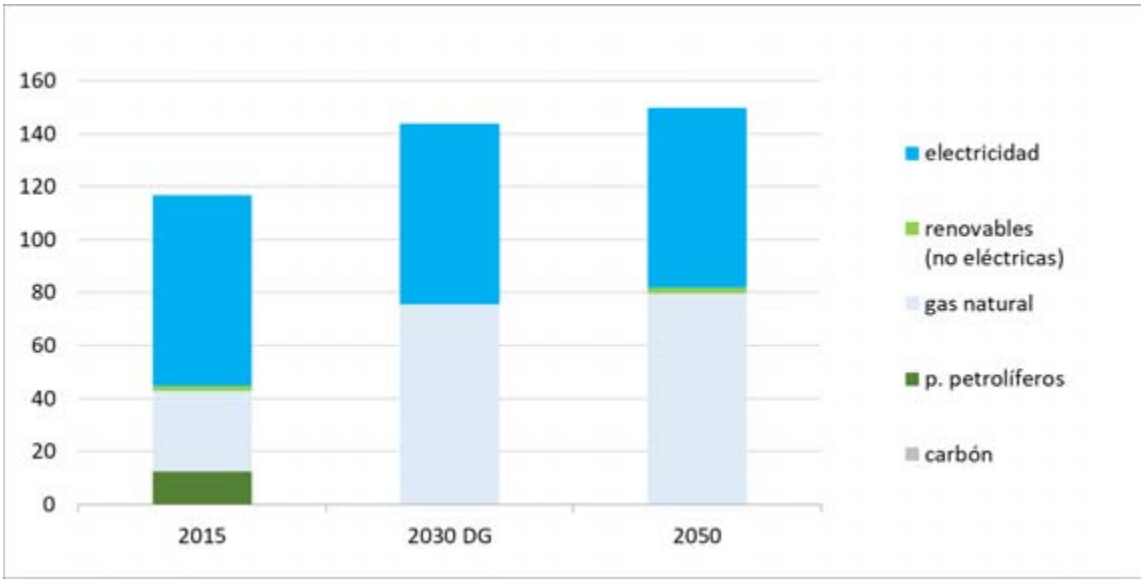


Tabla 14. Demanda final de servicios 2030

	GWH	CALDERA DE BAJA TEMPERATURA	BOMBA DE CALOR COP6	CALDERA DE CONDENSACIÓN	LED	OTROS APARATOS ELÉCTRICOS
CALOR	72351	72351				
FRÍO	15945		15945			
ACS	3599			3070		
ILUMINACIÓN	6882				6882	
OTROS	34412					34412

Gráfico 17. Consumos edificios [TWh]

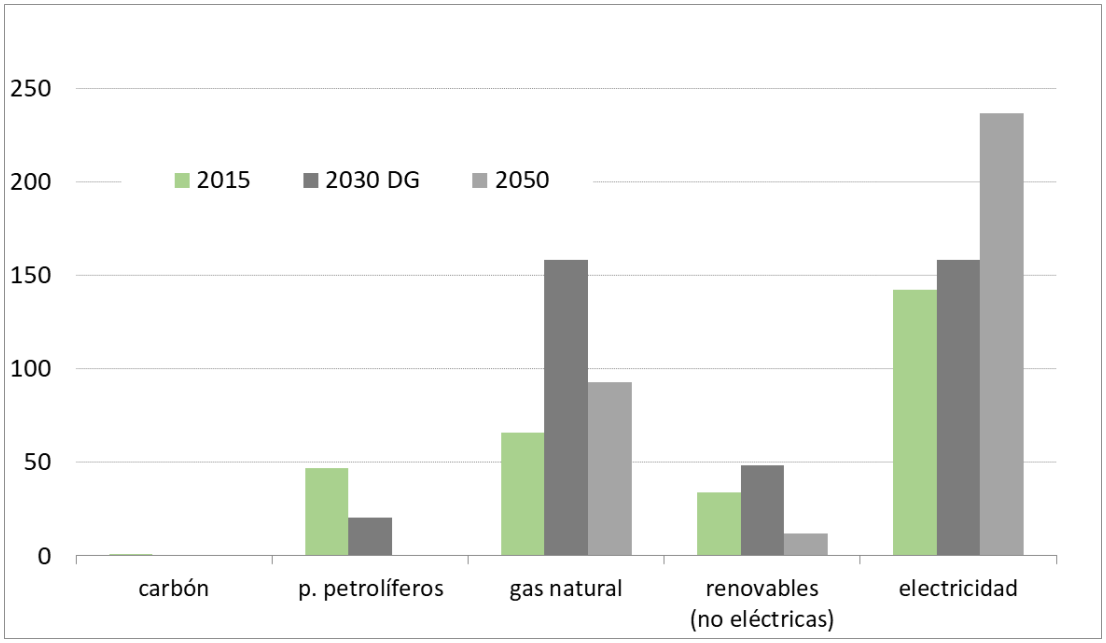
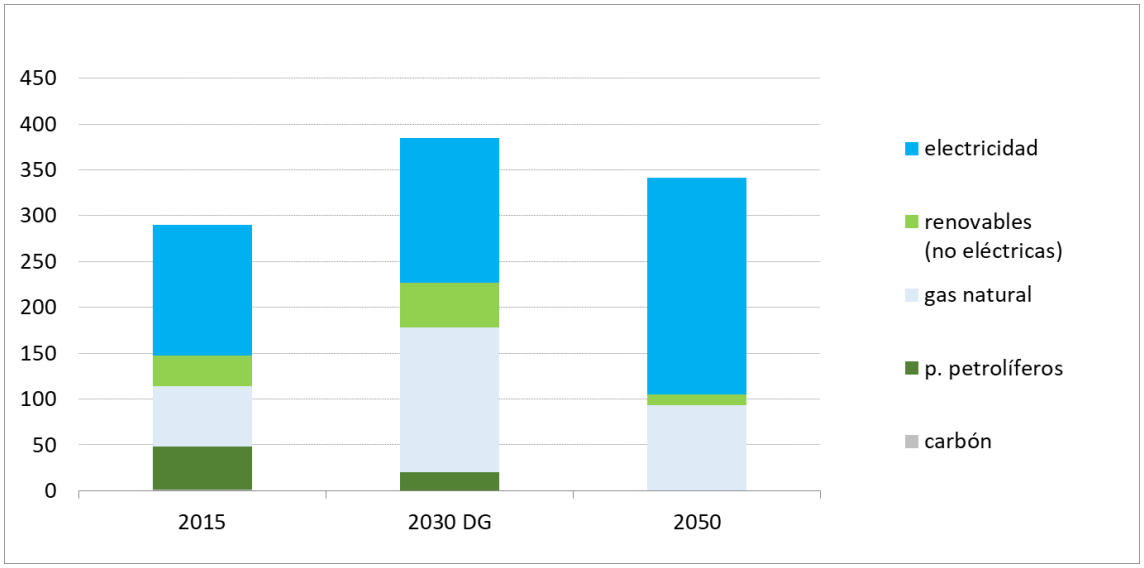


Gráfico 18. Consumos edificios [TWh] (2)



6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad a cambios en distintos parámetros ya explicados en la sección correspondiente.

Tabla 15. Resultados principales de las sensibilidades

VALORES ANUALES (O ANUALIZADOS)	BASE	CO_2 33	CO_2 7,5	CARBÓN 4,6 GW	SIN NUCLEAR	POTENCIA BNEF	RED. CARBÓN	RED. GAS	RED. PETR.	AISLAMIENTO	ACERO/ CEMENTO	EFIC. COCHES	EFIC. CAMIONES	1M VE	5,5M VE	SIN LÍMITE ST	MAYOR LÍMITE BIO	2050
COSTE TOTAL DE LA ENERGÍA ANUALIZADO* [1000M€]	154,9	152,2	148,0	154,9	158,0	155,2	154,9	146,6	141,6	151,1	156,3	157,1	156,6	155,0	154,6	154,6	154,3	185,0
COSTE OPERACIÓN ANUAL [1000M€]	68,6	68,5	68,6	68,6	70,7	68,8	68,5	59,4	75,4	62,3	69,3	70,2	70,0	68,7	68,0	66,9	68,3	59,8
COSTE INVERSIÓN ANUALIZADO* [1000M€]	86,4	83,6	79,4	86,4	87,3	86,4	86,4	87,2	66,2	88,8	87,0	86,9	86,7	86,3	86,6	87,7	86,0	125,2
COSTE MEDIO ENERGÍA PRIMARIA [€/MWH]	135,2	132,8	129,1	135,2	146,1	135,5	135,2	127,8	121,6	147,3	135,0	135,1	136,3	135,2	135,3	134,2	134,6	176,6
COSTE MEDIO ENERGÍA FINAL [€/MWH]	165,4	162,4	157,9	165,4	168,6	165,6	165,3	154,3	144,1	181,2	165,2	164,7	166,6	165,2	166,0	163,9	164,7	184,6
COSTE MEDIO DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD[€/MWH]	51,0	49,6	47,5	51,0	61,7	50,8	50,9	42,7	33,9	45,8	51,7	51,0	51,0	51,0	51,2	51,0	51,0	8,2
COSTE DE CO_2 [1000M€]	5,9	5,9	5,9	5,9	6,5	5,9	5,9	5,6	6,8	5,0	6,0	6,1	5,9	5,9	5,9	5,7	5,6	2,0
COSTE DE NO_X [1000M€]	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	2,7	7,4	3,4	3,7	3,8	3,7	3,7	3,6	3,6	3,2	2,9
COSTE DE SO_2 [1000M€]	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0,4	1,9	1,2	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	0,4
COSTE DE $PM_{2,5}$ [1000M€]	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,5	3,0	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,3
CO_2 DIFUSOS[$MTCO_2$]	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	84,9	118,9	76,8	94,8	98,6	95,1	95,0	92,2	88,9	86,1	32,7
CO_2 ETS[$MTCO_2$]	69,7	69,7	69,7	69,7	87,4	69,3	69,7	70,2	68,9	62,5	71,8	69,7	69,7	69,4	70,7	69,7	69,7	24,1
EMISIONES TOTALES CO_2[$MTCO_2$]	164,0	164,0	164,0	164,0	181,7	163,6	164,0	155,1	187,8	139,3	166,6	168,3	164,8	164,3	162,8	158,6	155,8	56,8
EMISIONES NO_X[$MTNO_X$]	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,19	0,53	0,24	0,26	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,23	0,21
EMISIONES SO_2[$MTSO_2$]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,02	0,10	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,08	0,02
EMISIONES $PM_{2,5}$[$MTPM_{2,5}$]	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,11	0,13	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,10

VALORES ANUALES (O ANUALIZADOS)	BASE	CO_2 33	CO_2 7,5	CARBÓN 4,6 GW	SIN NUCLEAR	POTENCIA BNEF	RED. CARBÓN	RED. GAS	RED. PETR.	AISLAMIENTO	ACERO/ CEMENTO	EFIC. COCHES	EFIC. CAMIONES	1M VE	5,5M VE	SIN LÍMITE ST	MAYOR LÍMITE BIO	2050
% MEJORA DE EFICIENCIA RESPECTO A 2015***	20,7	20,7	20,7	20,7	25,2	20,8	20,7	20,6	19,4	29,0	19,9	19,5	20,5	20,7	21,0	20,3	20,7	27,5
% RENOVABLES ELÉCTRICO	60,9	60,9	60,9	60,9	60,9	61,2	60,9	58,9	67,7	65,0	60,4	60,9	60,9	61,1	60,4	60,9	60,9	100,0
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN B.C.[TWH](22 DE EXPORTACIÓN INCLUIDO)	320	320	320	320	320	320	320	322	288	300	322	320	320	319	322	320	320	464
% ELECTRIFICACION DEMANDA FINAL	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	28,8	24,3	30,2	29,0	28,5	28,9	28,8	29,4	29,7	29,0	40,3
% DEMANDA FINAL RENOVABLE	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,5	25,4	23,6	21,5	28,4	25,2	25,0	25,3	25,4	25,6	25,3	28,7	74,3
% AHORRO ENERGÉTICO PARA CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS EUROPEOS****	39,4	39,4	39,4	39,4	42,8	39,5	39,4	39,3	38,4	45,8	38,8	38,5	39,3	39,4	39,6	39,1	39,4	44,6

* En este coste no está incluida la inversión en renovables que se incorpora exógenamente al modelo, o el coste de extensión de vida de las centrales nucleares o del carbón. Este coste, medido en términos anualizados como los presentados en la tabla, se ha estimado en 4.15 G€ para la inversión en renovables, y entre 150 y 750 M€ para la extensión de vida de las centrales nucleares, y por tanto no se considera significativo frente al volumen total.
** Los costes externos se han calculado de acuerdo con las siguientes referencias:

Tabla 16. Costes externos

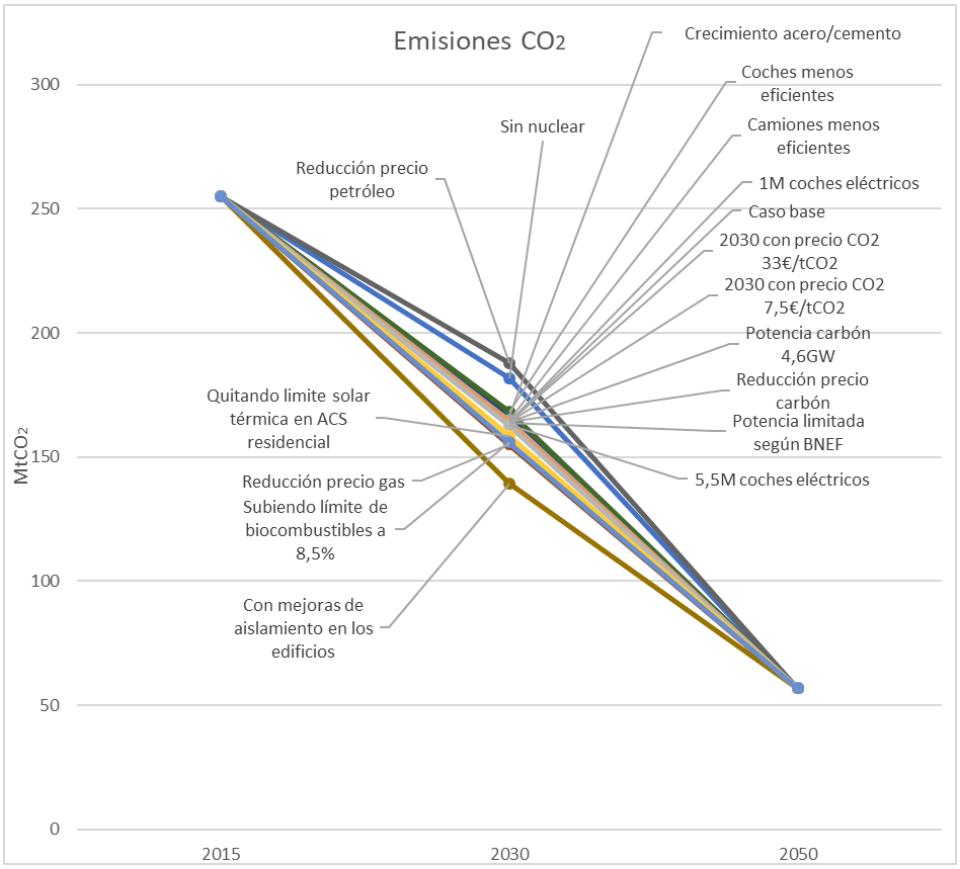
	COSTE UNITARIO	REFERENCIA
CO_2	36 €/tCO_2 (Coste Social)	Costes basados en Parry et al (2014). Getting energy prices right: from principle to practice. International Monetary Fund, y en Tol (2018) The economic costs of climate change. Review of Environmental Economics and Policy, volume 12, issue 1, Winter 2018, pp. 4–25.
NO_x	14.000 €/tNO_x	
SO_2	18.000 €/tSO_2	
$PM_{2,5}$	22.000 €/t$PM_{2,5}$	

*** Calculada con respecto al consumo estimado para 2030 por PRIMES, y reducido en un 40% para incorporar la mejora hasta 2015. Este indicador recoge el ahorro energético alcanzable en el período estudiado con respecto al consumo tendencial estimado por el modelo PRIMES de la UE.
**** Mide el ahorro energético de acuerdo con el procedimiento para evaluar el grado de cumplimiento de los objetivos europeos en materia de ahorro y eficiencia energética. Este grado de cumplimiento se evalúa con respecto al consumo previsto en 2030 por la ejecución del modelo PRIMES realizada en 2007. Por tanto, incluye los ahorros asociados también a la crisis económica de 2008-2012.

Tabla 17. Energia primaria en [TWh]

SENSIBILIDADES	BASE	CO_2 33	CO_2 7,5	CARBÓN 4,6 GW	SIN NUCLEAR	POTENCIA BNEF	RED. CARBÓN	RED. GAS	RED. PETR.	AISLAMIENTO	ACERO/ CEMENTO	EFIC. COCHES	EFIC. CAMIONES	1M VE	5,5M VE	SIN LÍMITE ST	MAYOR LÍMITE BIO	2050
NUCLEAR	151,1	151,1	151,1	151,1	0,0	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	151,1	0,0
CARBÓN	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	3,2	19,8	19,8	20,5	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	0,0
GAS NATURAL	466,1	466,1	466,1	466,1	553,0	464,5	466,1	544,0	279,1	397,1	475,1	466,1	466,1	464,5	470,9	466,1	466,1	164,9
HIDRÁULICA FLUYENTE	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
HIDRÁULICA REGULABLE	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	15,4
EÓLICA	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	95,1	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	231,0
SOLAR FOTOVOLTAICA	88,4	88,4	88,4	88,4	88,4	63,7	88,4	88,4	88,4	88,4	88,4	88,4	88,4	88,4	88,4	88,4	88,4	211,0
SOLAR TERMOELÉCTRICA	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	0,0	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	0,0
SOLAR TÉRMICA	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	0,0	0,0	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	34,7	6,3	11,9
BIOMASA (CULTIVOS)	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	12,2	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	79,6
BIOMASA (AGRICULTURA)	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	74,3
BIOMASA (BOSQUES)	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	47,1
ELECTRICIDAD EXPORTADA	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4	-22,4
GASOLINA	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9	97,9	139,0	218,4	96,2	97,9	114,9	97,9	100,6	89,6	97,9	97,9	60,1
DIÉSEL	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	24,8	34,7	90,9	93,0	90,9	94,0	90,9	90,9	90,9	59,7	20,4
QUEROSENO	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	11,6	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,8
OTROS DERIVADOS DEL PETRÓLEO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	123,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIODIESEL	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	14,7	0,0	17,4	17,5	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	48,6	135,0
GLP	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	84,3	0,0	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	20,3	42,4	0,0

Gráfico 19. Emisiones energéticas en $MtCO_2$ comparando las sensibilidades con un precio de 50€/$MtCO_2$



7. NIVEL DE CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS EN LOS DISTINTOS CASOS

Gráfico 20. Emisiones CO_2 Difusos 2030

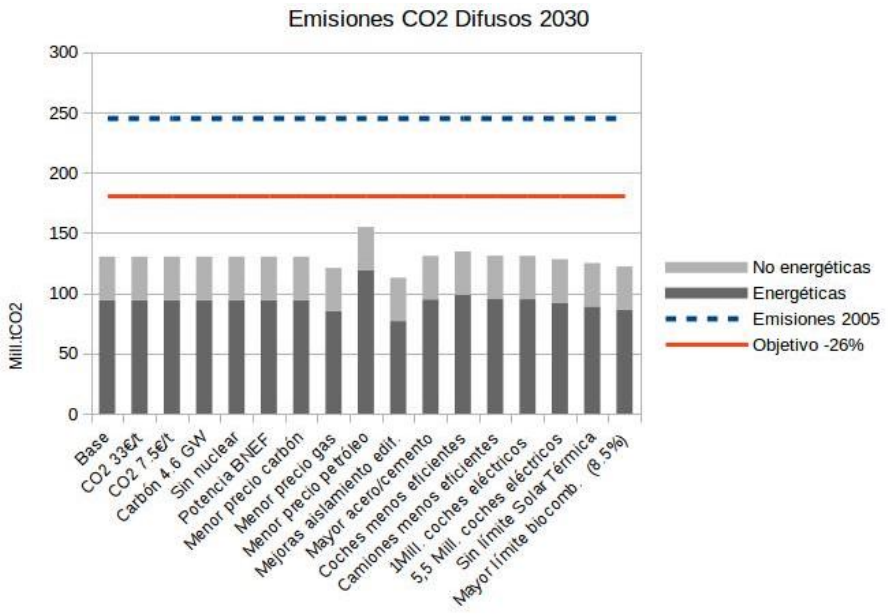


Gráfico 21. Emisiones CO_2 ETS 2030

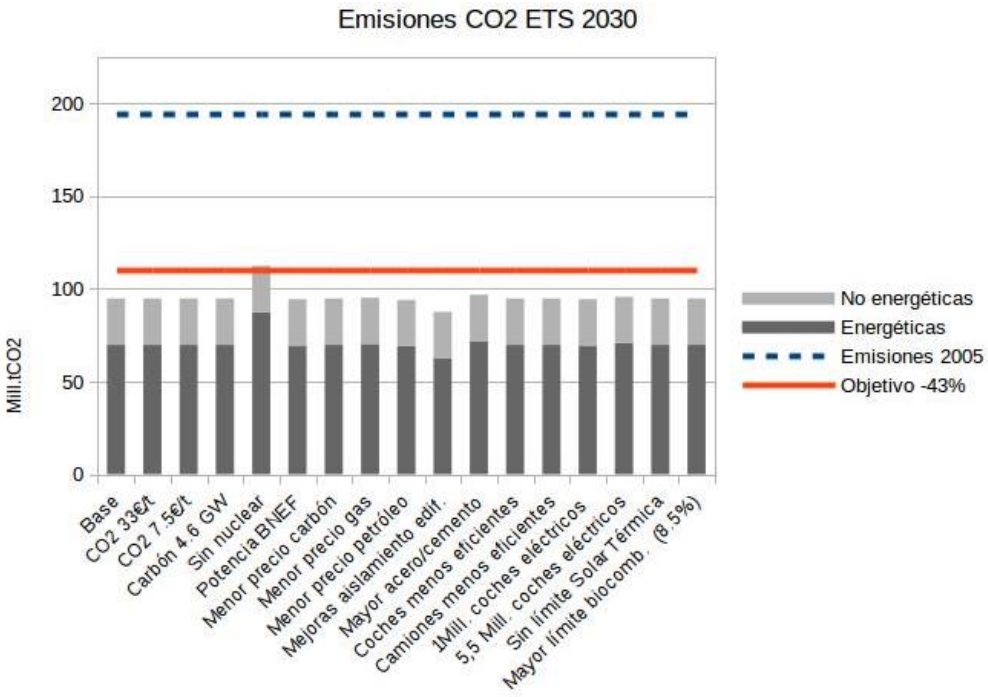


Gráfico 22. Emisiones CO2 Totales 2030

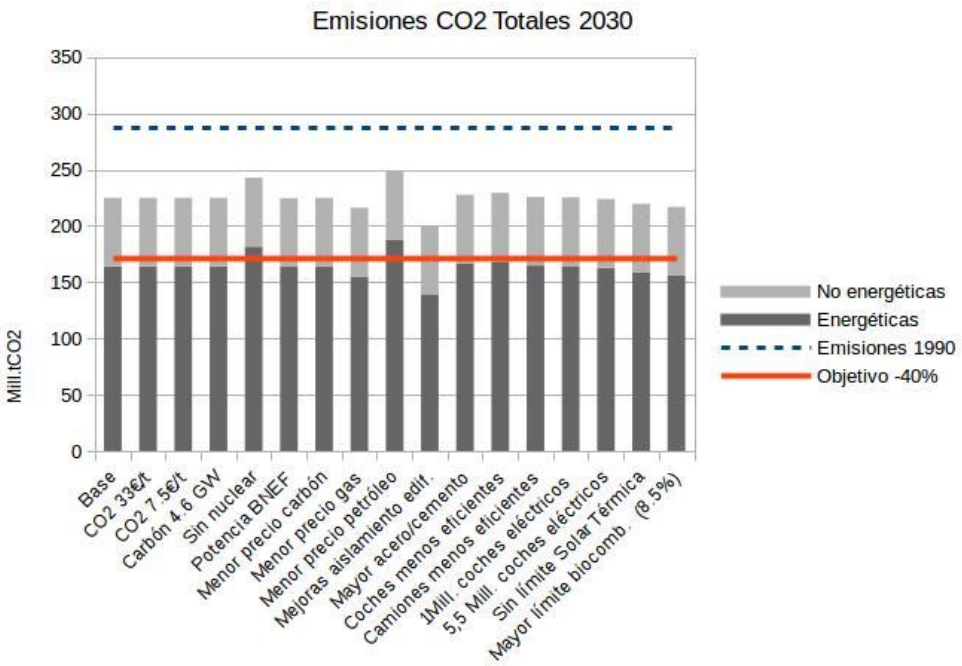


Gráfico 23. Demanda final renovable

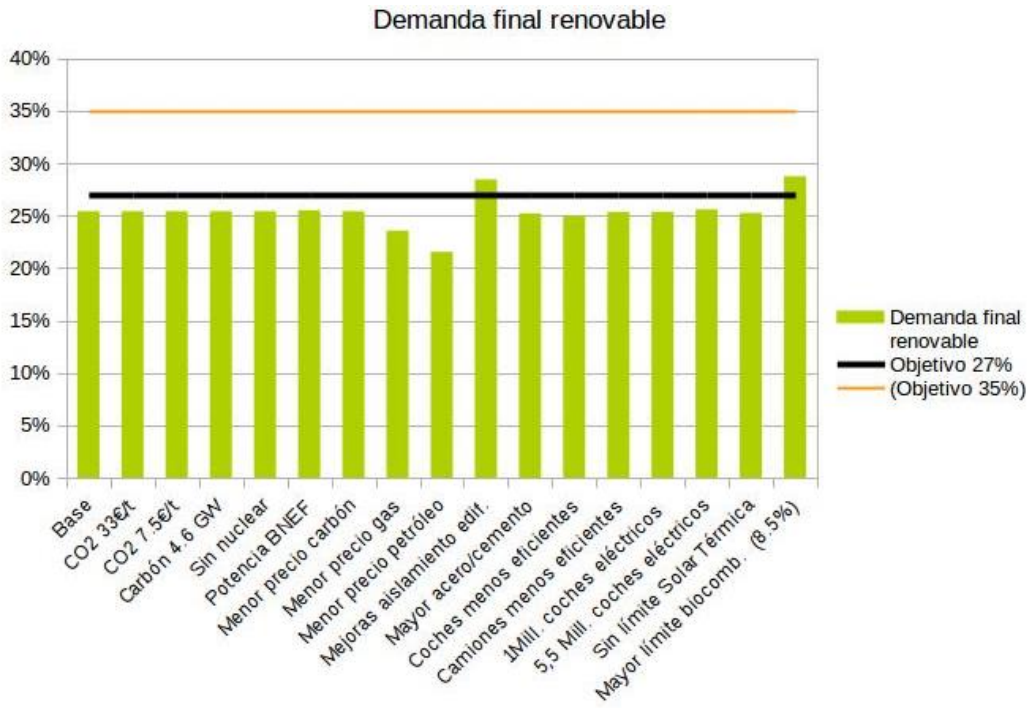
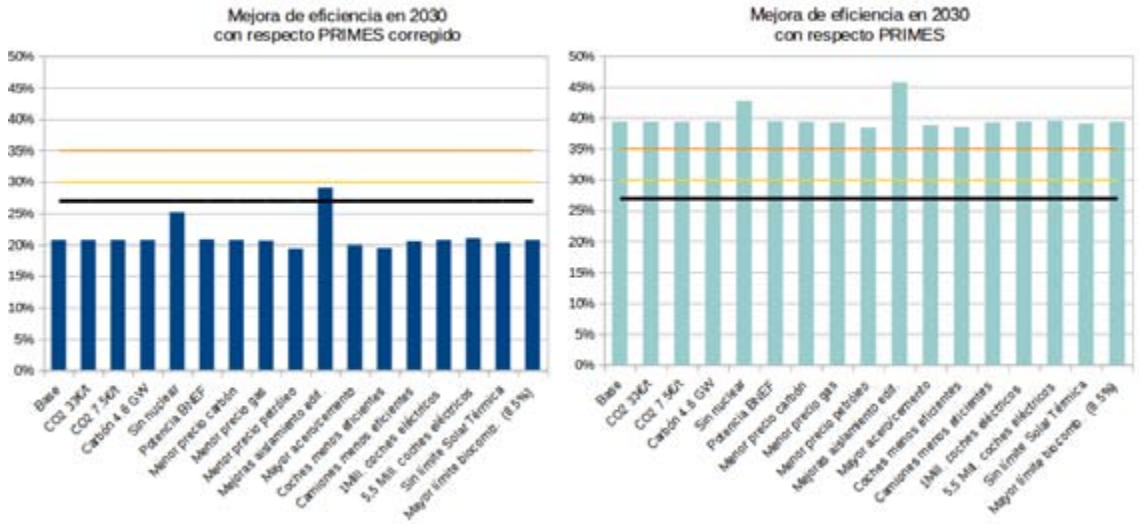


Gráfico 24. Mejora de la eficiencia en 2030



8. REFLEXIONES A PARTIR DE LOS RESULTADOS

Los resultados obtenidos de la simulación para el caso base, así como de los distintos análisis de sensibilidad, permiten efectuar una serie de reflexiones que se exponen a continuación.

Estas reflexiones, por su parte, constituyen el punto de partida de los capítulos posteriores, en los que se proponen medidas necesarias, a juicio de esta Comisión, para avanzar en el cumplimiento de los objetivos propuestos para la Transición Energética.

Reducción de emisiones de CO_2

El caso base, con unas emisiones del sector energético estimadas de 164 $MtCO_2$, (a las que se deben añadir las emisiones no energéticas asumidas de 61 MtCO2), implica unas emisiones totales en 2030 de 225 $MtCO_2$, lo que significa un 33% de reducción respecto de los niveles de 2015, y un 26% de reducción respecto de los niveles de 1990.

El grado de cumplimiento de los límites de emisiones referenciados a 2005 es muy elevado en los escenarios analizados a 2030:

- Todos los escenarios cumplen los límites en el caso de los sectores energéticos difusos (que deben estar por debajo de 145 $MtCO_2$).
- Y todos, menos el de la no extensión de vida útil de la energía nuclear, cumplen en el caso de los sectores ETS energéticos (que, aunque sólo de forma indicativa, se debería situar por debajo de los 86 $MtCO_2$[18]). En particular, la no extensión de la vida útil de la energía nuclear supone un aumento de entre 15 y 17 $MtCO_2$, según los escenarios, y rebasa el límite indicativo de ETS en 1.4 $MtCO_2$.

Sin embargo, si se toma como referencia el límite referido a 1990 (reducción del 40% sobre el total de las emisiones) también de forma indicativa, éste no se cumple para ningún escenario, por tratarse de una referencia más estricta para el caso de España.

Los tres escenarios de precios de CO_2 (7,5, 33 y 50 €/tCO_2) solamente suponen cambios en los costes del sistema (a través de la fiscalidad); pero, debido a las características de las simulaciones realizadas, las variaciones en los precios del CO_2 no suponen cambios en las emisiones. Esto se debe a varias cuestiones:

- Las potencias eléctricas se han determinado exógenamente y, por tanto, no hay oportunidad para que el precio de CO_2 influya en la decisión de inversión. Así pues, alcanzar estas reducciones de emisiones en el sector eléctrico depende de que en la práctica se den las condiciones y señales económicas (incluido un precio al CO_2) apropiadas para la instalación de las tecnologías libres de emisiones.
- La potencia que se ha supuesto instalada de carbón en el caso base es muy reducida, por lo que hay poco margen para que el precio del CO2 actúe sobre el despacho eléctrico y por tanto sobre la cantidad de electricidad producida con carbón. Cuando se supone una potencia instalada mayor, una reducción del precio de CO2 sí hace que el carbón se despache dentro del sector eléctrico (tal como puede comprobarse en el bloque B). Sin embargo, esta simulación no se ha realizado en este apartado.

[18] Hay que recordar en todo caso que los sectores ETS no se regulan por límites nacionales, sino por una cantidad total de permisos a nivel europeo, que a su vez resulta en un precio para el CO_2.

- Las tecnologías de usos finales que permiten reducir emisiones, bajo los supuestos de costes y rendimiento efectuados a 2030, son rentables sin necesidad de un precio del CO_2. Su penetración no depende pues de este precio, sino de limitaciones exógenas que representan la velocidad de difusión de estas tecnologías. De nuevo, las condiciones de penetración de estas tecnologías determinarán el potencial de reducción de emisiones real.
- Las simulaciones realizadas parten de demandas de servicios energéticos, o de electricidad, exógenas, por lo que no se está teniendo en cuenta la posible reducción asociada a cambios de comportamiento inducidos o bien por una señal de precio de CO_2, por otras señales económicas, o bien por regulaciones de otro tipo. En este sentido, por supuesto cabría esperar una mayor reducción de emisiones si la señal de precio, o la regulación, es más fuerte.

Las reducciones de emisiones previstas a 2030 serían coherentes con un escenario de reducción del 80% de las emisiones para 2050. Sin embargo, y como se puede observar en los gráficos correspondientes, hay escenarios más ambiciosos (los que incorporan actuaciones de rehabilitación de edificios), mientras que otros (en los que se elimina la nuclear o en los que suponen un precio del petróleo más bajo) que implican una reducción menor de emisiones en 2030 (en el caso de la nuclear, en sectores ETS, y en el caso del petróleo, en los sectores difusos).

El caso de la bajada de los precios del petróleo es particularmente interesante, por cuanto es un elemento no controlable y sus efectos pueden ser muy significativos, tanto sobre las emisiones de los sectores difusos, como sobre el cumplimiento de los objetivos de energías renovables o de ahorro energético, salvo que la fiscalidad energético-ambiental compense o atenúe ese efecto.

A este respecto, es importante señalar también la importancia, a la hora de cumplir con los objetivos para sectores difusos, de que se materialicen las mejoras de eficiencia previstas para los vehículos que utilizan motores de combustión, que lograrían una importante reducción en la demanda de petróleo, y con ella, de las emisiones de estos sectores. También es necesario asegurar que se realizan las inversiones en eficiencia energética supuestas por el modelo (y económicamente rentables) para el resto de los sectores finales.

Hay que recordar, además, que si el objetivo de reducción de emisiones para 2050 fuera del 95%, esto supondría básicamente llegar casi hasta una descarbonización completa del sector energético, y podría ser conveniente un esfuerzo algo mayor de reducción en 2030.

Finalmente, también parece conveniente señalar la dificultad indicada por el modelo de descarbonizar los consumos energéticos de la industria, algo que, si bien a 2030 no es crítico bajo los supuestos realizados, sí podría serlo a 2050.

Penetración de energías renovables

El cumplimiento del objetivo de penetración de energías renovables sobre la demanda energética final parece más complicado de alcanzar, a la vista de los resultados obtenidos:

- Bajo el supuesto (realizado en el ejercicio de simulación particularizado para el sector eléctrico) de que se mantienen los porcentajes históricos de electrificación de la demanda y las tasas de renovables no eléctricas, la cuota renovable de energía eléctrica supuesta (un 62% en el caso base) permitiría alcanzar el objetivo del 27% sobre demanda final.

- Sin embargo, si en la simulación para todo el sector energético se permite que el modelo responda a los precios energéticos, sin necesariamente mantener los porcentajes históricos, los resultados obtenidos indican que sería posible que, en el caso base, no se alcanzara dicho objetivo, situándose la cuota renovable en un 25,4%.
- Cuando se aumenta el esfuerzo en ahorro energético (por ejemplo, vía aislamiento de viviendas), o cuando se aumenta la cuota de biocombustibles en el transporte, entonces el objetivo se cumple, superando el 28%.
- En cambio, si se supone una bajada de los precios del gas o del petróleo, aumenta la demanda de las fuentes energéticas no eléctricas, lo que a su vez lleva a un aumento de la demanda final, y a una reducción de la cuota renovable hasta un 23 o 21%, respectivamente.

El aumento de la penetración de la energía solar térmica en el sector residencial (en las cantidades asumidas en la simulación), y que sustituye a energías fósiles, no basta por sí mismo para lograr el objetivo.

Todos estos elementos indican que, para cumplir con el objetivo de renovables propuesto, no basta con la introducción de estas tecnologías en el sector eléctrico, por otra parte muy relevante en los escenarios considerados. Los resultados de las simulaciones indican que puede ser imprescindible un esfuerzo de reducción de la demanda final de energía (vía reducción del consumo en edificios), y también una mayor participación de las energías renovables en los consumos no eléctricos (por ejemplo, con mayor utilización de la energía solar térmica). Sin duda, una opción muy relevante a considerar también a estos efectos es el aumento del nivel de electrificación de la demanda final, siempre que se haga de forma que además se reduzca la demanda final. De hecho, en los resultados se observa cómo la cuota de electrificación de la demanda aumenta por la evolución natural de tecnologías como la bomba de calor o el vehículo eléctrico, que se espera sean competitivas en 2030. Una relajación de los límites impuestos a la penetración de estas tecnologías supondría una reducción de las emisiones de CO2, así como un aumento de la cuota de renovables sobre demanda final. Esta opción, sin embargo, no se ha recogido en los escenarios analizados.

Cabe recordar aquí un elemento ya mencionado anteriormente, como es la influencia de los precios del petróleo y del gas: una bajada de los mismos supondría un aumento de la demanda energética, tanto final como primaria, y pondría en riesgo también el cumplimiento de los objetivos.

Estos elementos cobrarían aún mayor importancia si el objetivo de renovables establecido finalmente fuera del 35%. Ninguna de las sensibilidades analizadas lo alcanza, lo que claramente implica que sería necesario activar simultáneamente todos los elementos mencionados anteriormente (un aumento significativo de la cuota de electrificación, un importante esfuerzo de reducción de la demanda energética final y una mayor penetración de energías renovables no eléctricas), al tiempo que las medidas regulatorias u otras señales necesarias para cambiar el comportamiento de los consumidores respecto de sus niveles de consumo y de los vectores energéticos tendrían carácter de urgencia.

Ahorro y eficiencia energética

El objetivo de ahorro y eficiencia energética, medido como el ahorro frente a la demanda energética prevista en 2030 por el modelo PRIMES (en su ejecución de 2007), se cumpliría en todos los escenarios, situándose este porcentaje de ahorro alrededor del 39% en casi todos los escenarios. Cuando además se permite el aislamiento de edificios, el porcentaje de ahorro aumenta hasta el 45,8%. Por otra parte, la no extensión de la vida útil de las centrales nucleares también aumenta el ahorro, en este caso hasta el 42,8%, aunque en este caso el ahorro es en términos únicamente de energía primaria[19].

A este respecto, y retomando alguna de las reflexiones anteriores, es preciso recordar que los modelos de simulación empleados parten de demandas de servicios energéticos o de electricidad exógenas. El ahorro energético sería mayor si se contara con señales económicas (como un precio al CO_2, o de otro tipo) o también con regulaciones (de movilidad, o de criterios de edificación, por ejemplo) o con medidas que activen a los consumidores hacia el ahorro y la eficiencia, que permitan reducir estas demandas de servicios energéticos mediante cambios de comportamiento, y con ello, facilitar más aún el cumplimiento de los objetivos de ahorro energético, más allá de lo que permite el cambio tecnológico.

En este sentido, la posibilidad de rehabilitar edificios baja los costes del sistema (aunque sube los costes medios por la reducción de demanda), reduce las emisiones, y aumenta los porcentajes de renovables y de ahorro. Esta medida se revela claramente como un instrumento potente de cara a conseguir los objetivos de ahorro y eficiencia (sin entrar a valorar consideraciones respecto del coste de las inversiones que resulten necesarias).

También es esencial contar con las mejoras esperadas en la eficiencia de los vehículos, que permiten reducir de forma significativa la demanda de petróleo del sistema, y con el resto de medidas de eficiencia energética económicamente rentables propuestas por el modelo de simulación.

Por otra parte, también es necesario volver a llamar la atención sobre la influencia de factores no controlables, como los precios del petróleo, en el cumplimiento de este objetivo: una reducción de los precios de esta fuente energética conlleva un aumento de su demanda, y por tanto en el consumo de energía primaria (que es contra el que se mide el objetivo de ahorro energético).

Finalmente, parece apropiado recordar que el objetivo de ahorro y eficiencia energética de la Unión Europea, al haberse establecido en 2007, permite contar con los ahorros asociados a la pérdida de actividad económica ligada a la crisis de 2008-2012. Cuando no se tienen en cuenta estos ahorros, y se computa el ahorro energético únicamente durante el período estudiado (2015-2030), el porcentaje de ahorro se reduce mucho, hasta el 20-21% según los escenarios.

Costes del sistema

Finalmente, un elemento muy relevante para la transición energética es el coste económico del suministro de energía, así como las señales económicas trasladadas a los agentes.

19 En términos de estadísticas energéticas, la convención estándar es que la energía nuclear tiene una eficiencia energética de conversión del 33%, siendo por tanto su representación en términos de energía primaria mayor a la que supone su contribución a la demanda final.

Estos costes dependen en gran medida de factores no controlables, como son los precios del gas o del petróleo. En este sentido, una bajada de los mismos permite reducir los costes del suministro, aunque, como ya se ha mencionado anteriormente, y especialmente en el caso del petróleo, puede tener consecuencias indeseadas para el cumplimiento de los objetivos de emisiones, renovables o ahorro energético.

En cuanto a las posibles decisiones de política energética y su impacto en los costes del sistema, a continuación se resumen algunos de los resultados más relevantes:

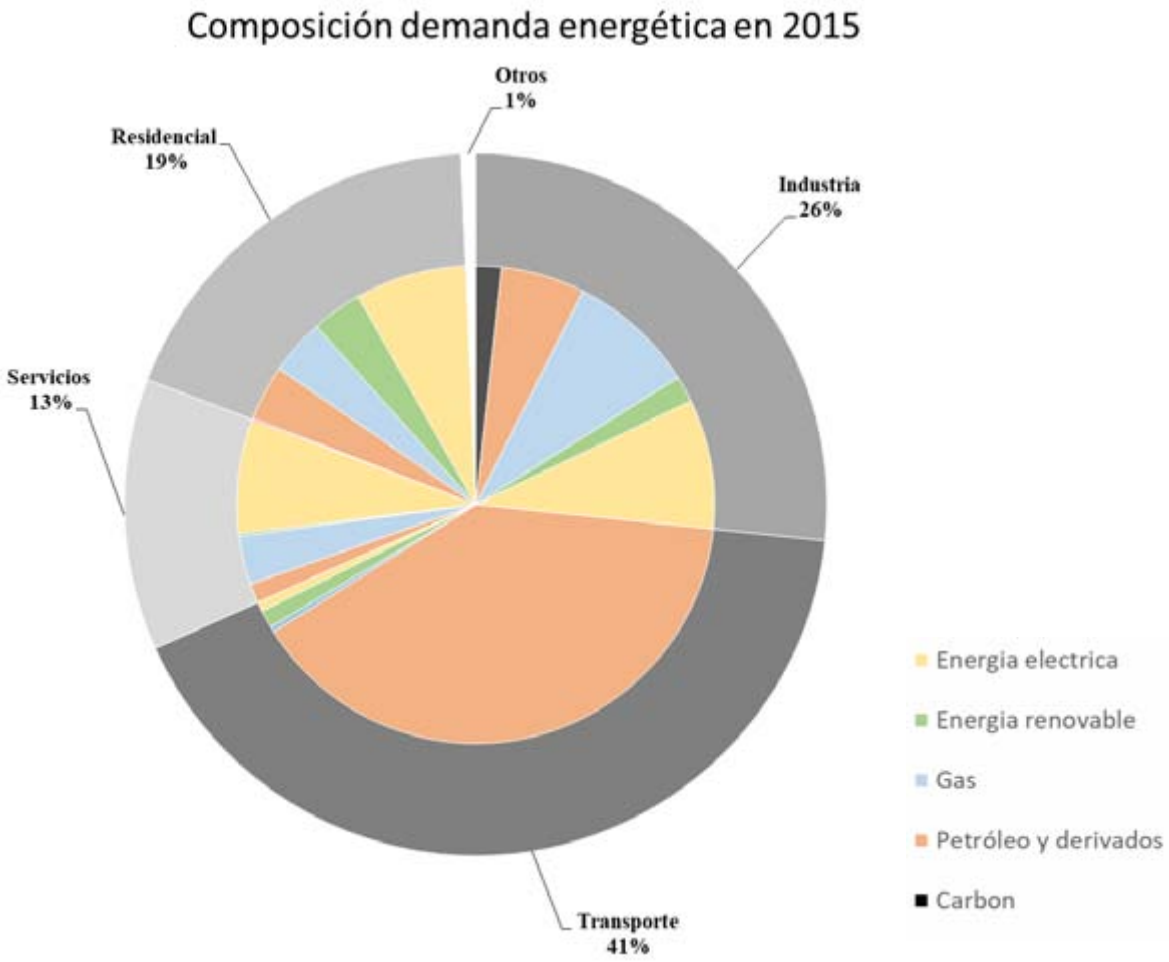
- Como se ha mencionado anteriormente, una señal de precio al CO_2 más elevada resultará en una mayor reducción de emisiones. Pero, por otra parte, también tiene un impacto en los costes del suministro energético, lo que puede tener efectos negativos sobre hogares o industrias, lo que a su vez puede hacer necesario disponer de mecanismos de protección.
- Por otra parte, una mayor penetración de energías renovables supone una reducción de los costes marginales del sistema eléctrico, que a su vez reduce los ingresos de la potencia eléctrica instalada, bajo el sistema actual. Parece necesario pues analizar soluciones de diseño que aporten señales de inversión a largo plazo que garanticen tanto la seguridad de suministro como el cumplimiento de los objetivos de descarbonización.
- En este sentido, es también conveniente tener en consideración que, bajo algunos escenarios de descarbonización en 2050, las energías fósiles podrían no tener cabida en el sistema, por lo que hay que evaluar cuidadosamente las necesidades de inversión a 2030 asociadas a estas fuentes energéticas, y los plazos disponibles para su amortización.
- Cuando no se extiende la vida de la nuclear, ésta es sustituida por el gas natural. Los costes medios de la energía final aumentan un 2%. El coste medio de la generación de electricidad aumenta un 21% (hay que recordar que no se incluyen en este término los costes de inversión en nueva potencia instalada, tanto energías renovables como generación de respaldo, o en extensión de vida útil de la nuclear).

ANEXO 1.A

DETALLE DE LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE SERVICIOS ENERGÉTICOS

En este apartado se detallan todos los supuestos y datos de partida para construir la demanda industrial (en términos de energía térmica y eléctrica) y de los sectores de transporte, residencial y servicios (en términos de servicios energéticos). La metodología utilizada es similar a la utilizada en el informe Escenarios para el sector energético en España 2030-2050, y puede consultarse directamente en el informe[20]. A continuación se muestran los datos de partida y los resultados de demanda obtenidos para un supuesto de crecimiento del PIB a 2030 del 2% anual.

Gráfico 1. Composición demanda energética en 2015



Datos de IDAE, elaboración propia

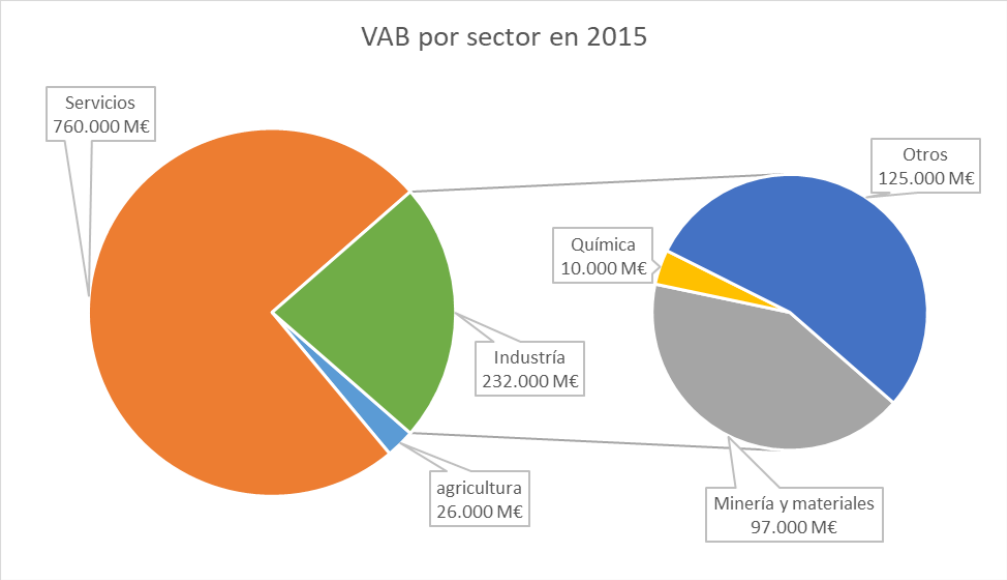
[20] Disponible en: https://eforenergy.org/docpublicaciones/informes/informe_2017.pdf

Tabla 1. Proyecciones del PIB

CAGR	2030[M€]	CAGR	2050[M€]
2%	1.447.668	1.5%	1.949.799

1. DEMANDA INDUSTRIAL

Gráfico 2. VAB por sector en 2015



Datos de INE, elaboración propia

Tabla 2. Intensidades de la industria en 2015

	2015 [GWh/M€]
Industria minería, construcción y materiales	1,35
Industria química	3,44
Industria otros	0,45
Sector primario	1,13

Elaboración propia

Tabla 3. VAB en el futuro

	2015[%]	2015[M€]	2030[M€]	2050[M€]
Industria minería, construcción y materiales	9,6%	97.296	138.359	186.350
Industria química	0,9%	9.517	13.534	18.228
Industria otros	12,3%	125.473	178.428	240.317
Sector primario	2,5%	25.749	36.616	49.317
Sector servicios	74,7%	759.984		

Elaboración propia

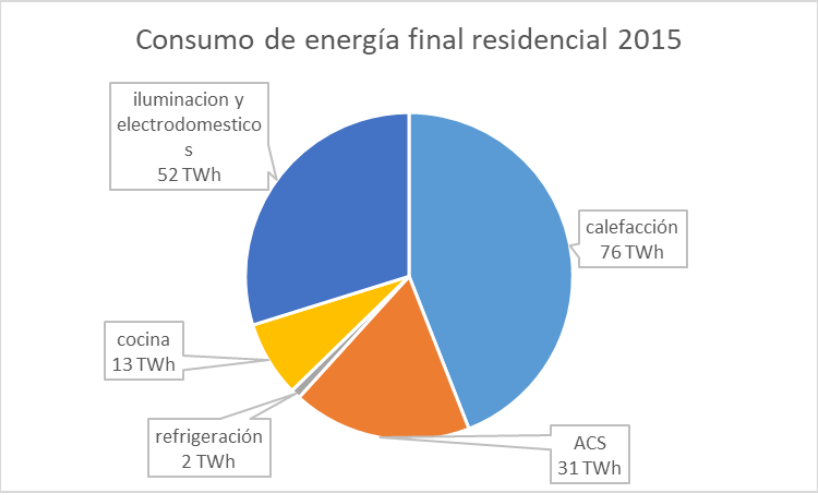
Tabla 4. Datos de la demanda del sector de la Industria

UNIDADES EN [GWH]	2015	2030	2050
Industria minería, construcción y materiales	145.647	171.068	206.132
Industria química	32.784	44.756	57.830
Industria otros	41.345	75.941	97.347
Sector primario	29.002	39.450	50.666

Para los sectores del acero y del cemento se realiza un supuesto particular, y es que habrá una mejora de eficiencia del 1%. Ello resulta básicamente en que el consumo de energía para estos sectores en 2030 se supone igual al de 2015.

2. DEMANDA RESIDENCIAL

Gráfico 3. Consumo de energía final residencia 2015



Datos de IDAE, elaboración propia

Tabla 5. Eficiencias de los equipos

		NÚMERO TOTAL DE EQUIPOS	EFICIENCIA
CALEFACCIÓN	Caldera convencional	7.662.435	92%
	Caldera de Condensación	216.715	98%
	Bomba de Calor no reversible	3.204.291	365%
	Bomba de calor reversible	92.878	365%
	Radiador/Convector	3.513.884	100%
	Calefactor/Radiador Portátil eléctrico	3.606.762	100%
	Calefactor/Radiador Portátil no eléctrico	727.544	100%
	Otros	1.222.894	91%
	Promedio		140%
ACS	Caldera colectiva	997.579	90%
	Caldera convencional	10.543.373	92%
	Termo eléctrico	4.919.094	91%
	Caldera de Condensación	275.194	98%
	Promedio		92%
AA	Promedio		365%

Datos de IDAE, SPAHOUSEC y Rúa (2012)

Ecuación 1. Consumo de iluminación residencial en Mlmh / cápita / año en función del PIB per cápita

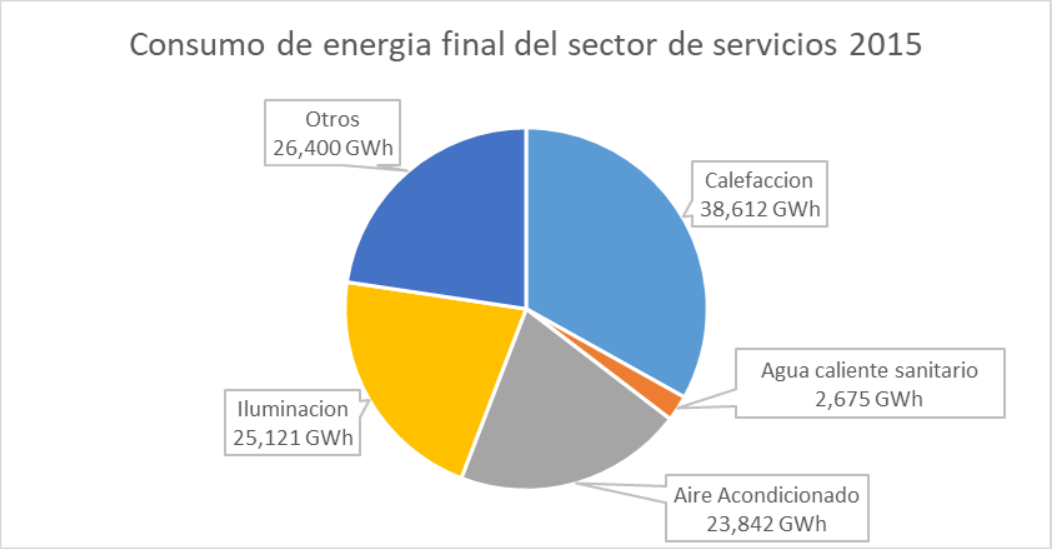
$$\frac{Megalumeneshora \,/\, Capita}{año} = 1,4125 * e^{\left(0,0802 * \frac{PIB\ per\ cápita}{1000}\right)}$$

Tabla 6. Datos de la demanda residencial

	ELASTICIDAD RENTA	2015	2030	2050
CALEFACCIÓN [GWHHEAT]	0,9	106.276	134.324	176.005
AIRE ACONDICIONADO [GWHCOLD]	12,6	6.066	29.042	63.596
AGUA CALIENTE SANITARIA [GWHACS]	1,9	28.051	44.160	68.386
ILUMINACIÓN [GIGALUMENESHORA]		448.948	749.689	1.498.011
HOGARES [MILLONES]		18,4	19,2	20,5

3. DEMANDA DEL SECTOR SERVICIOS

Gráfico 4. Consumo de energía final datos de Odyssee



Elaboración propia

Tabla 6. Eficiencia de los aparatos en el sector de servicios

CALEFACCIÓN	140%	EFICIENCIA MEDIA PARQUE CALEFACCIÓN
AA	365%	COP medio actual
ACS	92%	Eficiencia media calderas

Tabla 7. Intensidades energéticas

	PROMEDIO DE LA INTENSIDAD EN EUROPA [KWH/M2]	PROMEDIO DE LA INTENSIDAD EN ESPAÑA [KWH/M2]	DIFERENCIA DE LA INTENSIDAD EN ESPAÑA COMPARADO A LA DE EUROPA [%]
Residencial	175	94	53,71%
Servicios	293	174	59,39%

A partir de los datos de demanda actual se estiman las proyecciones de demanda futura. Estos datos se presentan en la Tabla 8 de este Anexo.

Tabla 8. Datos de la demanda del sector de servicios

	ELASTICIDAD RENTA	2015	2030	2050
CALEFACCIÓN[GWHHEAT]	0,2	36.446	57.880	63.633
AIRE ACONDICIONADO[GWHCOLD]	0,3	64.099	95.671	108.681
AGUA CALIENTE SANITARIA[GWHACS]	0,4	1.292	2.763	3.230
OTROS [KM^2]	0,4	668	753	880

4. DEMANDA DE TRANSPORTE

Tabla 9. Datos de la demanda del sector de transporte

		ELASTICIDAD RENTA	2015	2030	2050
TRANSPORTE PASAJEROS [MPKM]	Aéreo	0,162	25.392	26.625	28.479
	Marítimo	0,162	965	1.012	1.083
	Terrestre	0,162	392.782	411.852	440.537
TRANSPORTE MERCANCÍAS [MTKM]	Aéreo	1	64	81	109
	Marítimo	1	40.450	51.454	69.301
	Terrestre	1	265.757	306.172	416.249

DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo MASTER SO (*Model for the Analysis of Sustainable Energy Roadmaps. Static Optimization version*) es un modelo estático que describe el sector energético de manera *bottom-up* (es decir, a partir de los componentes del sistema)[21].

MASTER SO se articula en torno a cinco bloques que describen los distintos niveles de conversión energética, desde las fuentes primarias a los usos finales.

1. Fuentes primarias de energía (nuclear, carbón, gas, renovables…)
2. Procesos de conversión de la energía (generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, refino, etc.)
3. Transporte de energía a los consumidores de los distintos sectores económicos (a través, por ejemplo, de la red de gas o de transporte y distribución eléctricas).
4. Consumos de energía por parte de los sectores de la economía, como pueden ser el sector industrial o el doméstico.
5. Usos finales de la electricidad (por ejemplo, para calefacción, iluminación o transporte).

El modelo toma como punto de partida una descripción de la demanda de servicios energéticos (km recorridos, m2 a calentar), que se introducen exógenamente, y permite satisfacerlas con porcentajes variables de distintas tecnologías. Estas demandas presentan valores que varían en cada escenario. Además, MASTER.SO parte de un sistema energético en el que las únicas infraestructuras que se mantienen con respecto a las presentes en la actualidad son las hidráulicas, las regasificadoras, las refinerías y las redes de distribución eléctricas y de gas. En este ejercicio particular, el modelo también supone una potencia eléctrica instalada para 2030, según los supuestos introducidos en el modelo. El modelo también incorpora los costes y parámetros técnicos de las diferentes tecnologías, los precios asociados a los combustibles y datos de las tecnologías de usos finales.

El modelo utiliza las fuentes primarias de manera óptima para satisfacer la demanda de usos finales que se ha definido. Para ello, aunque se mantienen las infraestructuras ya mencionadas (hidráulicas, regasificadoras, refinerías y redes de distribución eléctricas y de gas, y potencia eléctrica instalada en 2030), el modelo puede instalar nueva capacidad de conversión de la energía (como, por ejemplo, capacidad de generación eléctrica o de refino).

[21] El modelo fue desarrollado por A. López-Peña en el marco de su tesis doctoral *Evaluation and design of sustainable energy policies: an application to the case of Spain*, supervisada por Pedro Linares e Ignacio Pérez-Arriaga, defendida en la Universidad Pontificia Comillas. Madrid (España). El modelo es propiedad de la Universidad Pontificia Comillas, pero la formulación completa está disponible en el documento de la tesis mencionada.

Esta nueva capacidad se instalará en las tecnologías que resulten en la manera más eficiente de satisfacer la demanda de usos finales.

MASTER.SO incluye una versión simplificada del sistema eléctrico, que incluye la operación y la necesidad de reservas. Estas reservas se han supuesto equivalentes al impacto de la pérdida de una central nuclear (1 GW aproximadamente), más el 4% de la demanda como error de predicción de la misma, más el 20% de la producción renovable no despachable. Los costes de transporte y distribución de electricidad también se consideran de manera aproximada, infiriendo los costes de esta infraestructura a partir de la cantidad total de energía transportada.

Además, el modelo incluye el potencial de los diferentes tipos de tecnología (lo cual es especialmente interesante para las renovables) y un límite a las emisiones de CO_2 totales del sistema que representa el resultado de las diferentes políticas de reducción de emisiones. En este caso, sin embargo, en lugar del límite a las emisiones de CO_2, y para ser coherente con la simulación eléctrica, se ha supuesto un precio exógeno para las emisiones de CO_2.

A partir de las demandas, los costes y los datos técnicos de partida, el modelo asume que el sistema se adaptará a las restricciones existentes de la manera más eficiente posible desde una perspectiva económica. Con este objetivo, el modelo instala capacidades nuevas y optimiza el uso de las existentes para satisfacer la demanda. Este problema se modela como una optimización lineal (*Linear Programming*, LP) en la que MASTER.SO devuelve como salidas las capacidades instaladas, el uso de energía primaria y de las diferentes tecnologías de usos finales de la energía, los precios de la electricidad o las emisiones de CO_2 y gases contaminantes.

MASTER.SO realiza un modelado detallado del sistema energético: considera alrededor de 40 servicios energéticos en todos los sectores económicos y 260 tecnologías diferentes para suministrar estos servicios. Sin embargo, con el objetivo de formular un problema tratable, se han realizado algunas simplificaciones.

Por ejemplo, dado que la introducción de variables binarias complica en exceso la resolución del problema, se permite la instalación de cualquier valor de capacidad dentro de sus límites de potencial por tecnología. Esto puede llevar a la instalación de "fracciones" de centrales si se considerase que cada tecnología de generación tiene una potencia asociada, por ejemplo, lo cual se considera en otros modelos. Además, esto impide la consideración de economías de escala: el coste de las distintas tecnologías es el mismo independientemente de la potencia instalada o de la energía consumida. Sin embargo, creemos que esta aproximación es razonable considerando que:

- Trabajamos con capacidades agregadas y que, en realidad, el uso de capacidades fijas por tecnologías es igualmente una simplificación, con lo que las capacidades "fraccionarias" podrían resultar simplemente de la aparición de centrales ligeramente más grandes o pequeñas que la media para su tecnología.
- Para los niveles de potencia mínimos que instala el modelo las economías de escala ya están agotadas, y por tanto no tiene sentido recogerlas. Dicho de otra forma, el nivel de potencia instalada por el modelo es siempre superior al óptimo desde el punto de vista de economías de escala.

MASTER.SO basa su resolución en la programación lineal, un método altamente eficiente que permite encontrar la solución óptima para problemas con un gran número de variables y restricciones. El método busca la manera más económicamente eficiente de satisfacer la demanda, y esto implica utilizar las tecnologías más baratas hasta que se agote su potencial, recurriendo a las progresivamente más caras hasta que la demanda se haya satisfecho por completo. Sin embargo, y como ya se ha mencionado, hay que señalar este comportamiento no refleja necesariamente la realidad del sistema: los agentes podrían escoger emplear tecnologías menos eficientes por otros motivos (mantenimiento de cuotas, decisiones estratégicas), así como diversificar sus esfuerzos empleando varias tecnologías similares de manera simultánea.

En un sentido similar, el modelo no es capaz de simular posibles cambios de comportamientos en la demanda, o "efectos rebote", más que modificando los datos de entrada. Es decir, el modelo considera demandas de servicios energéticos de forma exógena, sin que estas demandas se modifiquen endógenamente en función de cambios en los precios, en las preferencias, o en la renta.

Por otra parte, MASTER.SO considera un único horizonte de planificación en el largo plazo. De nuevo, es razonable pensar que la solución más eficiente para un problema planteado de esta manera no tendría que coincidir necesariamente con el resultado de optimizar la evolución dinámica del sistema desde el presente hasta el horizonte de más largo plazo.

Igualmente debido a las limitaciones del cálculo, el modelo considera sólo costes promedio derivados del uso de las infraestructuras de red (para el gas y el transporte y distribución de electricidad). Esto es debido a que no existe información geográfica detallada en el modelo que permitiría cuantificar las necesidades específicas de capacidad de conexión entre los diferentes puntos de la red. Incluir esta información detallada resultaría en un problema inabarcable, con lo que incluimos únicamente un coste medio de transporte de la energía que se supone suficientemente representativo como para resultar en soluciones de inversión razonables. Además, es preciso subrayar que el modelo es de "nudo único", es decir, no tiene en cuenta las posibles restricciones de red eléctrica o de gas, tanto de transporte como de distribución, que podrían limitar la utilización de las distintas tecnologías. Este mismo hecho hace que, desde el punto de vista del modelado, sea imposible recoger las posibles ventajas o inconvenientes de la generación distribuida frente a la centralizada, por lo que estas tecnologías ni siquiera se tienen en cuenta en el modelo.

Por último, todo modelo depende de sus datos de entrada. Aunque se ha realizado una labor exhaustiva de ajuste de los parámetros y una elección justificada de sus valores, los resultados del modelo dependerán de manera crítica del calibrado de sus parámetros.

1.B. ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL ÁMBITO ELÉCTRICO

1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico europeo y, en particular, el sistema eléctrico español afronta el reto de su evolución en el medio y largo plazo de forma coherente con los objetivos de energía y clima definidos en el ámbito de la Unión Europea manteniendo los principios de sostenibilidad técnica, económica y medioambiental del sistema energético en su conjunto y el marco de los objetivos de déficit y deuda pública establecidos por la legislación vigente.

En el presente capítulo se abordará con detalle el análisis de los escenarios de transición energética en el ámbito eléctrico. Es necesario tener siempre presente el hecho de que la energía eléctrica es el vector energético fundamental para lograr los objetivos de energía y clima referidos. De ahí la importancia de maximizar la contribución de la energía eléctrica al logro de los objetivos en materia de energía final renovable y, por extensión, de la no emisión de CO_2. Es importante tener en cuenta que para la consecución de los objetivos de descarbonización se requiere de una planificación de la electrificación de otros sectores energéticos, en particular los sectores de transporte y de climatización. Estos aspectos, que no se analizan específicamente en este capítulo, se incorporan dentro del estudio en el ámbito eléctrico únicamente como parámetros que participan en la construcción de los escenarios.

El cumplimiento de los objetivos establecidos no responde a priori a una solución única: la evolución tecnológica, las actuaciones de los reguladores nacionales y europeos, las estrategias empresariales y las decisiones de los consumidores terminarán configurando el mix eléctrico español a 2030. Por lo tanto, un ejercicio de construcción de posibles escenarios como el que aquí se plantea no pretende vaticinar cuál será el parque de generación dentro de doce años, ni siquiera en términos de probabilidad de ocurrencia, sino analizar cómo determinados escenarios conducen a distintos resultados en términos de las variables de referencia y, sobre todo, cómo esos resultados se alteran cuando se modifican algunos de los parámetros en los que se basan.

Para ello se requiere evaluar diferentes alternativas desde el punto de vista de combinación de fuentes de generación eléctrica: nuclear, térmica de carbón, ciclos combinados y generación de fuentes renovables, incluyendo la hidráulica. Al mismo tiempo, deben considerarse diferentes intensidades en términos de electrificación y eficiencia, junto a distintos niveles de interconexión y costes. Ello permite comprobar, para cada una de esas

combinaciones, el grado de penetración de energías renovables, el nivel de emisiones de CO_2 resultante, así como su impacto económico para el consumidor español. La elaboración de cualquier escenario requiere de unos parámetros de entrada en el modelo de simulación, siendo por lo tanto su definición la primera decisión a tomar. A ese respecto, esta Comisión ha considerado que, entre las diversas alternativas posibles, la opción más deseable era la de utilizar los parámetros que permitiesen situar el análisis de escenarios en un marco coherente con el que se realiza en otros países europeos. Ello es importante por dos razones:

- En primer lugar, porque el sistema energético, y el eléctrico en particular, no es un sistema aislado, sino que funciona en interconexión con otros sistemas a los que está conectado. Por tanto, las decisiones que se adopten al otro lado de la frontera ejercen una influencia muy relevante sobre los resultados de los escenarios, ya que las diferencias de costes marginales en la generación, y en consecuencia el sentido y la intensidad de los flujos de energía que se intercambian con el exterior, afectan a asuntos tan relevantes como la seguridad de suministro o los vertidos de energía y, por tanto, afecta a la capacidad de avance de las energías renovables en el mix.
- En segundo lugar, el marco de referencia europeo también permite integrar de modo coherente diversos parámetros que son exógenos a las circunstancias y decisiones que puedan adoptarse en España; particularmente, los costes de las energías fósiles y las estimaciones sobre la evolución del mix energético que se realizan en otros países.

La ordenación que se sigue en este capítulo es la siguiente: en el apartado segundo se describen cuáles son las principales características de los escenarios de planificación europeos que sirven de contexto al planteamiento general realizado por esta Comisión. A continuación, en el tercer apartado, se expone la metodología de evaluación de los escenarios de generación. En el cuarto apartado se describe el formato de presentación de los resultados. En el quinto, se identifican los aspectos clave en la evolución del sistema eléctrico y el apartado sexto detalla los parámetros más relevantes en cada escenario y cuáles son las simulaciones de sensibilidad realizadas, tanto para el sistema peninsular como para los sistemas insulares. Los apartados del séptimo al noveno analizan los resultados obtenidos en los dos escenarios principales establecidos, tanto en su versión base como bajo distintas hipótesis del parque de generación, demanda, hidraulicidad y capacidad comercial de intercambio con Francia. Los apartados décimo y undécimo analizan los resultados obtenidos para Baleares y Canarias. Por último, el apartado duodécimo recoge un resumen general de los resultados obtenidos.

2. ESCENARIOS DE LA PLANIFICACIÓN EUROPEA

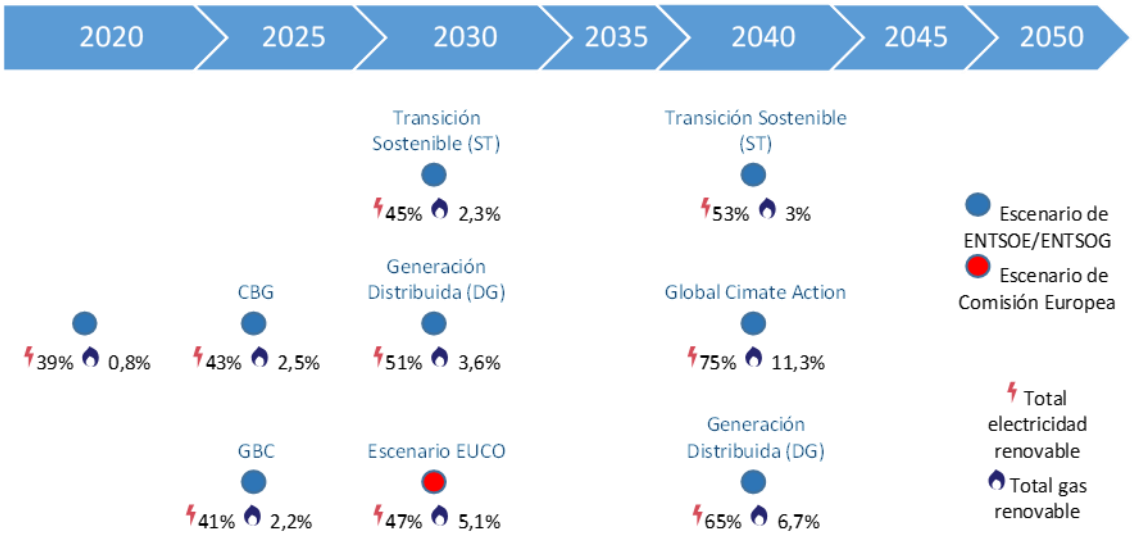
En el ámbito de la UE, el Reglamento (CE) 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, establece en su artículo 8 la elaboración cada dos años por parte de European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) de un plan decenal de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, incluyendo una perspectiva europea sobre el escenario futuro de generación. En cumplimiento de dicho mandato, cada dos años ENTSOE elabora una nueva versión del Ten Years Network

Development Plan (TYNDP). Por primera vez, la elaboración de escenarios se ha llevado a cabo de forma conjunta con European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), además de contar con las aportaciones de múltiples grupos de interés incluyendo empresas del sector eléctrico, operadores nacionales, entidades reguladoras y estados miembros. Como resultado, se han definido un conjunto de escenarios que señalan posibles hojas de ruta del sistema eléctrico europeo en su conjunto hacia una descarbonización en línea con los objetivos de la Unión Europea.

Ante el reto de construir escenarios futuros del sistema eléctrico español, esta Comisión parte del marco de referencia definido por los escenarios del TYNDP, cuya versión TYNDP 2018[1] se encuentra en proceso de elaboración. El estudio del funcionamiento futuro del sistema eléctrico español de forma aislada haría necesario establecer ex ante el valor de la diferencia de costes marginales con los sistemas eléctricos vecinos y el signo y magnitud de los valores de intercambio. La utilización de un modelo europeo completo permite obtener la interacción de los distintos sistemas interconectados en función de las hipótesis de partida en cada uno de ellos y, como resultado, los valores de intercambio y diferencias de coste entre los distintos sistemas eléctricos modelados.

El ámbito temporal del TYNDP 2018 abarca el horizonte 2020 a 2040, definiéndose los horizontes hasta 2025 con la filosofía "*best estimation*" que trata de recoger la evolución desde la situación actual del sistema eléctrico europeo sin cambios estructurales relevantes. Los escenarios de más largo plazo, correspondientes a 2030 y 2040, se han diseñado en línea con los objetivos europeos para 2050.

Gráfico 1. Escenarios del TYNDP 2018



Fuente: TYNDP 2018 Scenario Report

[1] Disponible en: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf

Dentro del TYNDP 2018, se han identificado dos escenarios relevantes para el caso que nos ocupa:

- Generación Distribuida (Distributed Generation), en adelante DG.
- Transición Sostenible (Sustainable Transition), en adelante ST.

El escenario ST se ha diseñado con metodología "*bottom-up*" y en su construcción se considera el cumplimiento de los objetivos europeos, pero en un marco nacional. El escenario DG, por el contrario, se ha diseñado con una metodología "*top-down*", es decir, buscando el cumplimiento de los objetivos europeos en un marco de política energética europea.

Adicionalmente, en el TYNDP 2018 se incorporan dos escenarios que no se desarrollan en los estudios que se recogen en este informe. En primer lugar, un escenario externo basado en EUCO 30. Este escenario ha sido construido por la Comisión Europea y no se ajusta a las metodologías utilizadas en los dos anteriores, incorporando diferencias muy significativas en las variables de diseño utilizadas que no permiten una evaluación comparativa detallada de resultados con el resto de escenarios. En segundo lugar, un escenario a 2040 denominado Global Climate Action que se caracteriza fundamentalmente por un desarrollo muy ambicioso de la generación con energías renovables. En los estudios llevados a cabo, para evaluar una instalación muy intensa de energías eólica y fotovoltaica en 2030 se utilizarán los valores de potencia instalada de esta generación para el sistema español peninsular en el escenario Global Climate Action 2040.

2.1. El escenario Generación Distribuida (DG) en el ámbito europeo

En este escenario el aspecto clave en la acción contra el cambio climático consiste en un salto significativo en el despliegue de la generación distribuida y de las tecnologías de almacenamiento tanto a nivel residencial como comercial. El aumento en la generación distribuida permite a la Unión Europea mantenerse en la senda de consecución de los objetivos a 2030 y 2050. La concienciación de la sociedad y su poder adquisitivo le permite colaborar activamente en la consecución del objetivo de descarbonización.

Escenario DG en Europa: generación eléctrica

En el escenario DG se prevé que la rápida reducción de costes de la generación distribuida hará que tecnologías como la solar fotovoltaica, en combinación con avances tecnológicos en baterías, sea una opción no subvencionada para la figura del consumidor/productor ("prosumer"), que podrá equilibrar su generación y consumo de forma instantánea.

La evolución del parque nuclear se considera que dependerá de las políticas específicas de cada Estado mientras que el Power to Gas (P2G) [2] se convierte en una tecnología comercialmente viable para la producción de "gas verde".

Los saltos tecnológicos en la generación a pequeña escala suponen un reto a la generación a gran escala, presionando aún más la rentabilidad de las plantas de producción eléctrica

[2] P2G permite aprovechar electricidad renovable para producir hidrógeno mediante hidrólisis.

tradicionales. El desarrollo de la cogeneración (CHP combined heat and power) en entornos comunitarios responde tanto a las necesidades de climatización como de energía eléctrica.

La cobertura del sistema se mantiene a través de un mecanismo centralizado que retiene suficiente capacidad punta. Asimismo, este escenario considera un desarrollado mercado de derechos de emisiones (ETS Emissions Trading System) que favorece al gas frente al carbón en el mercado de producción de energía eléctrica y una participación creciente de biocombustibles. Finalmente, como consecuencia de rendimientos solares más elevados en el sur de Europa, se considera que la instalación de generación fotovoltaica futura sea superior en estas zonas frente al norte de Europa.

Escenario DG en Europa: sector transporte

Para poder alcanzar los objetivos en reducción de emisiones, la electricidad y los combustibles gaseosos son dos componentes clave para el sector del transporte. Los menores costes de las baterías incrementan significativamente la demanda de electricidad del sector de transporte. El uso de GNL se incrementa para el transporte de mercancías pesadas y también para el transporte marítimo. Hay una penetración limitada de vehículos de hidrógeno.

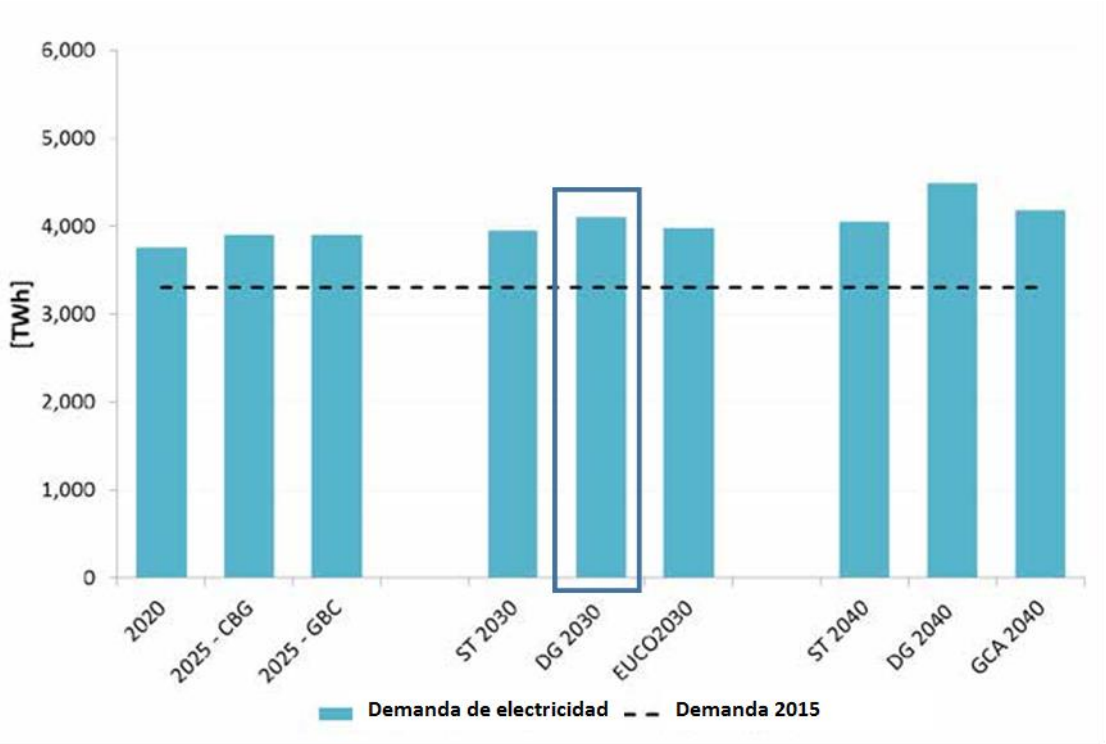
Escenario DG en Europa: climatización

Las bombas de calor eléctricas e híbridas son una tecnología significativa en el sector de la climatización, lo que ayuda a compensar el uso de la calefacción con combustibles fósiles. La mejora de la eficiencia tanto en los edificios nuevos como existentes hace que las bombas de calor híbridas sean la opción preferida por los “prosumers”, ya que les permite elegir la fuente de energía más adecuada para satisfacer sus necesidades de calefacción. La calefacción urbana proporcionada por plantas de CHP es una solución alternativa para las zonas residenciales.

Escenario DG en Europa: demanda eléctrica

La demanda de electricidad se incrementa en los sectores de climatización y transporte, si bien en el ámbito residencial, la demanda eléctrica neta se reduce debido al comportamiento del nuevo rol del “prosumer” y al incremento de las medidas de eficiencia en la construcción y en la producción industrial. Debido a la buena respuesta de la demanda a los precios de mercado, el perfil diario de demanda de electricidad se equilibra y se reduce el valor relativo de demanda máxima de electricidad.

Gráfico 2. Demanda eléctrica en los escenarios TYNDP 2018



Fuente: ENTSOE

A nivel europeo el escenario DG presenta el valor más elevado de demanda en 2030 si bien constituye el escenario en que presenta la mayor flexibilidad. Este crecimiento de demanda se produce debido al elevado número de vehículos eléctricos y aparatos de climatización tanto eléctricos como híbridos.

El consumo de gas para generación eléctrica se reduce significativamente dado que su uso más frecuente es para el balance de un sistema dominado, en cuanto a provisión de energía, por las unidades que utilizan fuentes renovables.

2.2. El escenario Transición Sostenible (ST) en el ámbito europeo

Este escenario se caracteriza por conseguir la reducción de las emisiones de CO_2 de forma rápida y económicamente sostenible. La electrificación de la climatización y el transporte se lleva a cabo más lentamente respecto al escenario de "Generación Distribuida". La figura del "prosumer" apenas tiene relevancia en este escenario.

Escenario ST en Europa: generación eléctrica

La generación de energía con gas se favorece debido a precios globales de gas relativamente baratos y a un fuerte crecimiento del biometano. El marco regulatorio disminuye el uso de plantas de generación de carbón.

La generación de gas proporciona al sistema la flexibilidad necesaria para operar un sistema con generación renovable. Las emisiones de CO_2 disminuyen porque muchas de las plantas

generadoras de carbón se cierran o no son competitivas en el mercado debido a unos elevados derechos de emisiones, los precios del carbón y las políticas nacionales.

Algunas políticas nacionales podrían considerar un cierto desarrollo de la producción nuclear aunque, en general, el número de centrales nucleares en Europa desciende.

La captura y almacenamiento de carbono representa una opción viable para la industria cuyos procesos se caracterizan por ser intensivos en consumo. Un mercado eficiente de electricidad y una fuerte señal de precios aseguran las inversiones necesarias en centrales de pico, con el gas como combustible preferente.

Escenario ST en Europa: sector transporte

Impulsado por los precios bajos del gas natural y el desarrollo del biometano, el gas es el combustible preferido para los usuarios de coches frente a combustibles derivados del petróleo, para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones, mientras que el uso de la electricidad para uso residencial experimenta un crecimiento moderado. Se incrementa el uso del GNL en el transporte de mercancías pesadas y en el transporte marítimo. Hay una penetración limitada de vehículos de hidrógeno.

Escenario ST en Europa: climatización

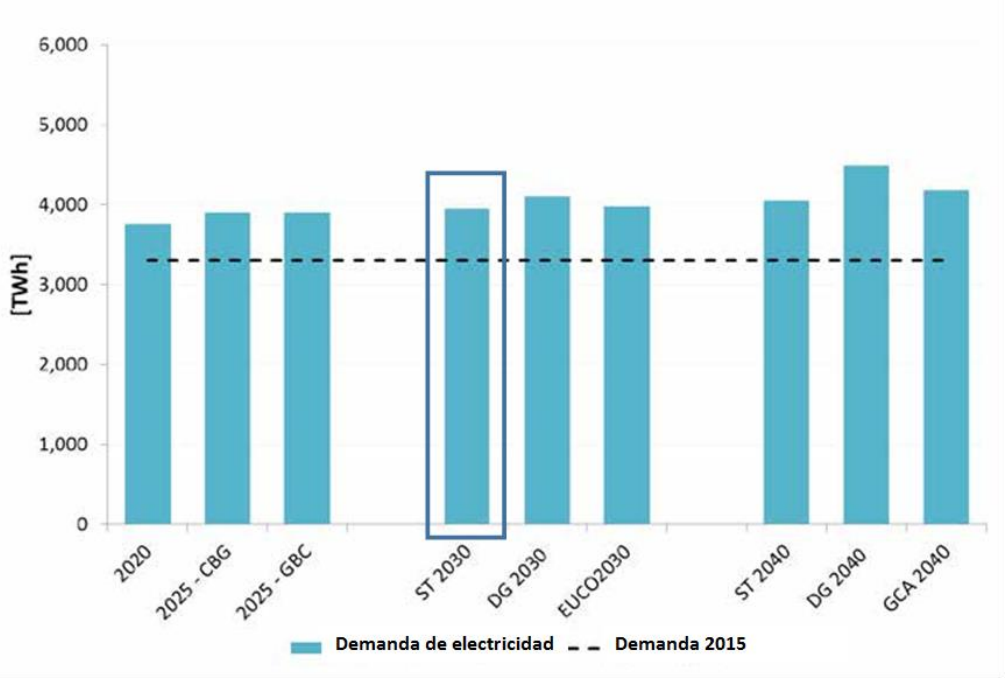
No hay cambios significativos en el sector de la climatización. En la mayoría de los países el gas se mantiene como la fuente de energía predominante; sin embargo, su uso disminuirá debido al incremento de la eficiencia energética. Las bombas de calor híbridas se consideran como una opción en los nuevos edificios. El gas industrial y la demanda de electricidad son relativamente estables. El desarrollo de la eficiencia energética es moderado.

Escenario ST en Europa: demanda eléctrica

En general, la demanda de electricidad se estanca o crece moderadamente. El uso de combustibles gaseosos se incrementa en el transporte y en las plantas de generación eléctrica pero, por contra, disminuye ligeramente para climatización.

En el escenario la generación con gas se incrementa debido a la reducción de su precio. Se produce una reducción de emisiones debido a la reducción de generación de carbón en base.

Gráfico 3. Demanda de electricidad en escenarios TYNDP 2018



Fuente: ENTSOE

2.3. Parámetros de escenarios y comparativa

La metodología para el establecimiento de los valores de los parámetros de los escenarios en el ámbito del TYNDP 2018 se describe en detalle en el Anexo del documento Scenario Report del TYNDP 2018.

En la siguiente tabla se sintetizan los precios de los combustibles en los dos escenarios (DG y ST) para 2030. La fuente de datos de partida es IEA World Energy Outlook (WEO). Como puede observarse, los precios del combustible nuclear, del lignito y del oil shale son constantes entre escenarios, mientras que los precios del resto de combustibles varían de modo coherente con los supuestos que subyacen en la construcción de cada uno de los escenarios.

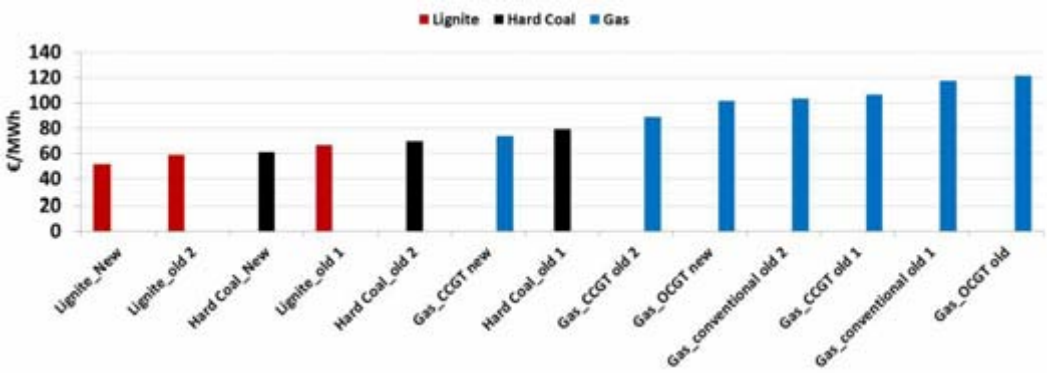
Tabla 1. Precios de combustibles y CO_2 en los escenarios DG y ST

	€ /MWh							€ / t CO_2
	Nuclear	Lignito	Hard-coal	Gas	Light-oil	Heavy-oil	Oil-shale	
DG 2030	1,69	3,96	9,72	31,68	78,48	64,44	8,28	50,0
ST 2030	1,69	3,96	8,64	18,00	55,08	45,00	8,28	33,3

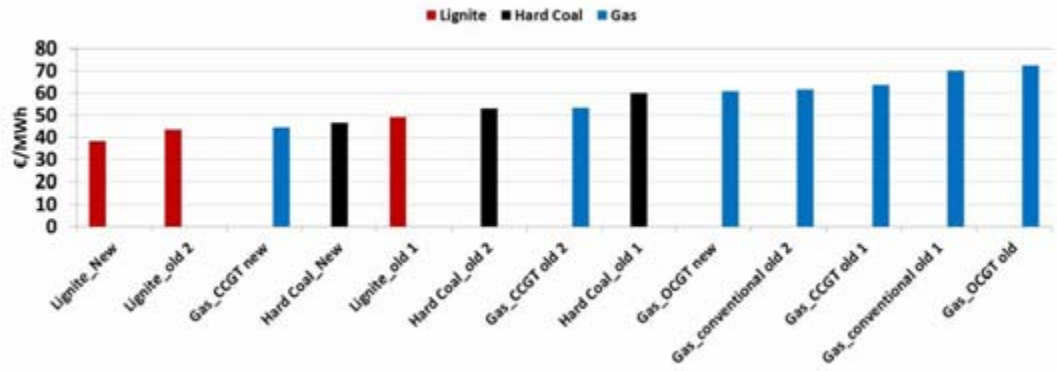
Hay que señalar que el precio del CO_2 que se utiliza en cada uno de los dos escenarios es objeto de un análisis específico de sensibilidad en este informe. Naturalmente, los supuestos sobre los precios de los combustibles, en combinación con el supuesto sobre el precio del CO_2, determinan cambios en el orden de mérito entre tecnologías. El siguiente gráfico muestra la situación en ambos escenarios a 2030.

Gráfico 4. Orden de mérito en los escenarios DG y ST

Escenario DG (2030)



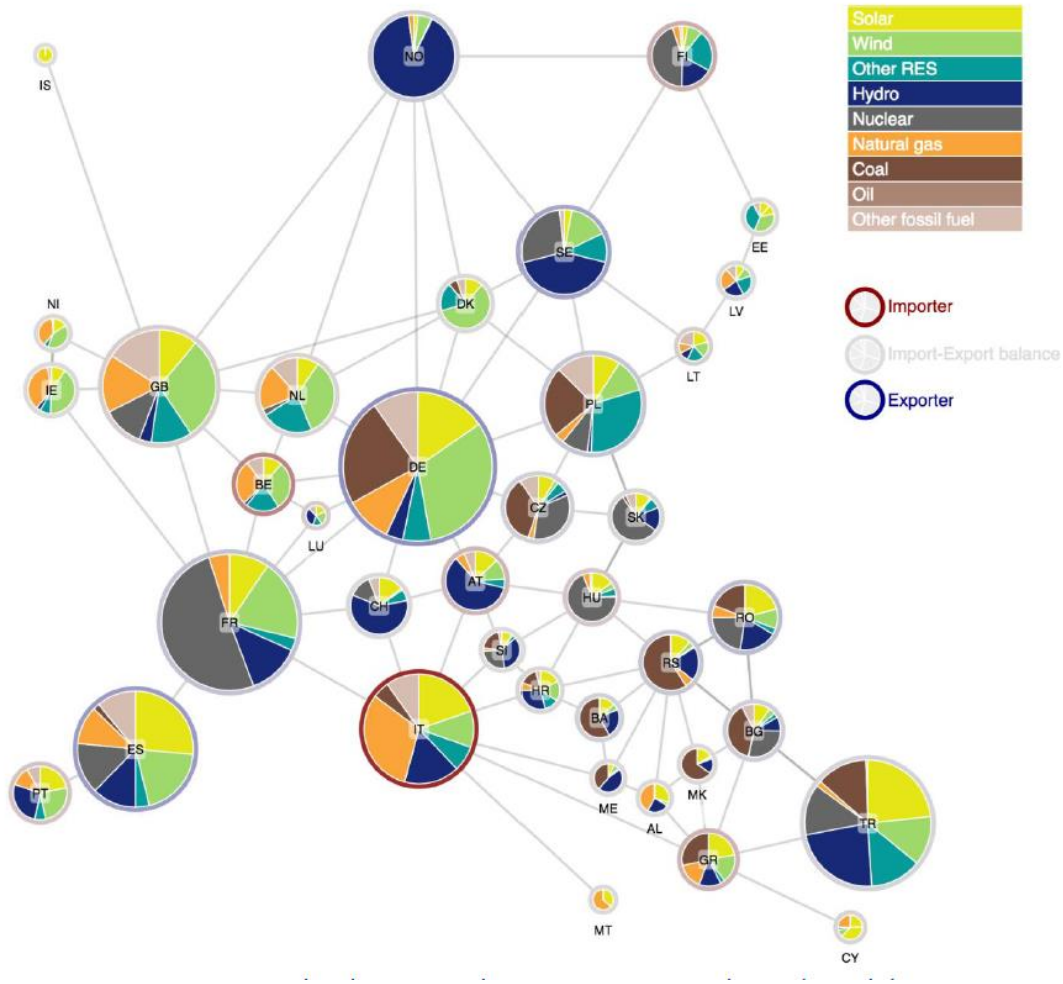
Escenario ST (2030)



La estimación de la demanda para cada país se fundamenta en previsiones sobre el crecimiento económico, el impacto de las medidas de eficiencia, nuevas demandas industriales y políticas de descarbonización. La predicción para bombas de calor es de un crecimiento moderado y bajo en los escenarios DG y ST, respectivamente, mientras que se supone un crecimiento muy alto (moderado) de los vehículos eléctricos en el escenario DG (ST). La combinación de todos los elementos que influyen en la demanda global genera patrones de evolución de la demanda respecto a una estimación a 2020 que son variables entre países y escenarios. Así, por ejemplo, mientras que los datos provisionales del TYNDP 2018 sugieren una caída de la demanda en Francia en el periodo 2020-2030 (de aproximadamente el 5%), en España y Portugal se registrarían crecimientos de la demanda en ese periodo, que serían muy similares en ambos países para el escenario ST, pero claramente más expansiva para Portugal en el caso del escenario DG.

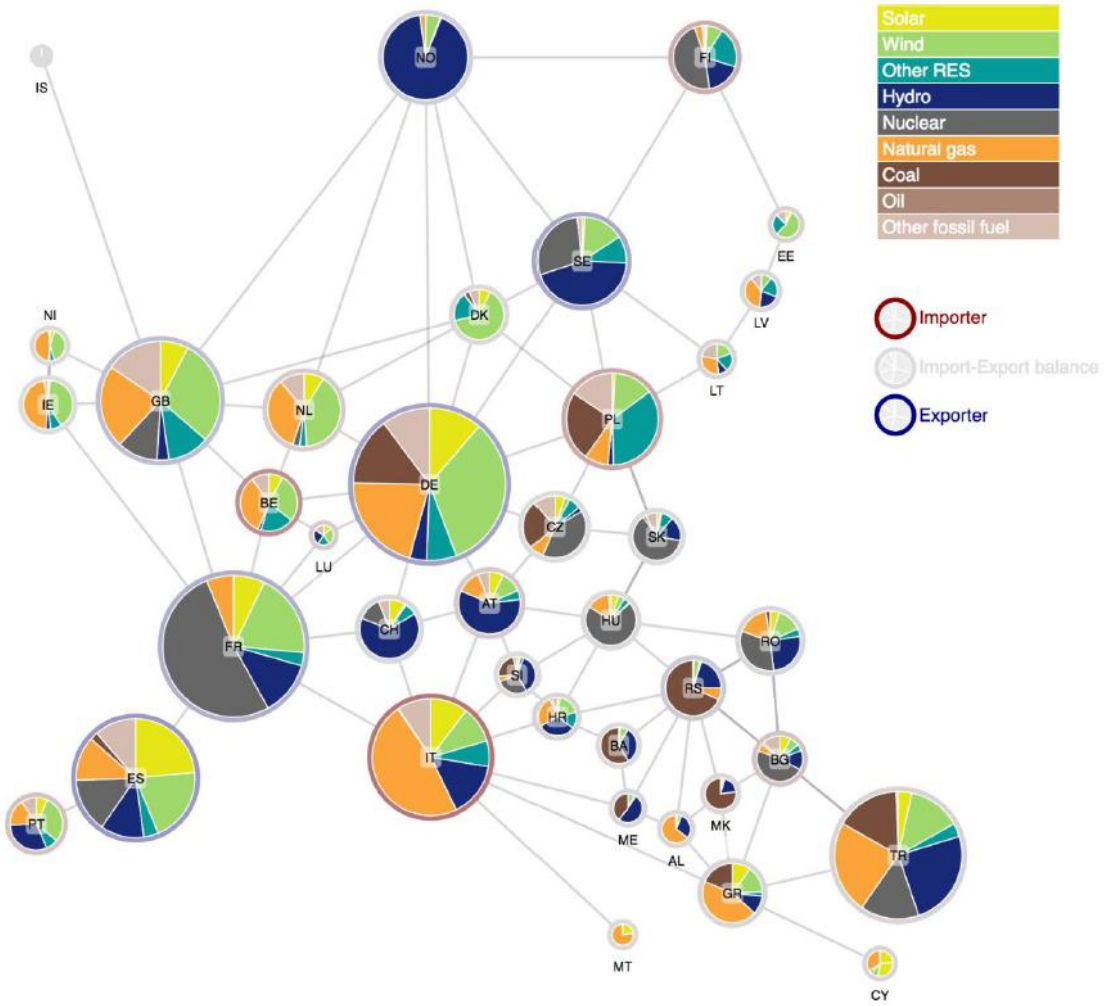
En los Gráficos 5 y 6 se representan gráficamente la participación de cada tecnología en el mix de generación de cada país en el modelo del sistema europeo utilizado para los escenarios Generación Distribuida y Transición Sostenible y del TYNDP 2018.

Gráfico 5. Parque de generación y saldo de intercambios escenario DG 2030



Fuente: ENTSOE

Gráfico 6. Parque de generación y saldo de intercambios escenario ST 2030



Fuente: ENTSOE

3. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL ESTUDIO PARA EL SISTEMA ESPAÑOL CON HORIZONTE 2030

El análisis de los escenarios en el sistema eléctrico español para un horizonte 2030 que se recoge en el presente documento se efectúa de forma análoga a los estudios de despacho de generación que se llevan a cabo en ENTSOE para la elaboración de la planificación europea TYNDP.

Las simulaciones utilizan como hipótesis base un mercado de competencia perfecta en la generación eléctrica y por tanto no incluyen las posibles estrategias de los generadores para maximizar sus beneficios. La oferta de cada generador será su coste variable de su generación.

El despacho de generación óptimo se obtiene minimizando el coste variable de generación en su conjunto que corresponde a las hipótesis de partida de cada escenario, bajo la

condición de suministrar la demanda de electricidad en todos los países y en todo el periodo de tiempo analizado.

El modelo utilizado considera costes variables de generación basados en una previsión de precios de combustibles, costes estimados de operación y mantenimiento de cada tecnología y costes de emisiones de CO_2. No se consideran costes fijos de generación, costes de desmantelamiento de grupos actualmente en servicio y no considerados en el escenario a evaluar, eventuales costes de alargamiento de vida útil de grupos generadores ni otros factores (peajes, impuestos,…) que pueden formar parte de la estrategia de oferta por parte de la generación. La generación renovable se considera en el modelo con coste variable cero.

Se usa un modelo simplificado del sistema en el que los distintos sistemas modelados (zonas de precio) se representan como una red de nudos interconectados por la capacidad comercial de intercambios disponible para el mercado (NTC – Net Transfer Capacity) en función de las interconexiones físicas que existen entre cada uno de ellos. El modelo utiliza un valor fijo de capacidad comercial de intercambio entre los sistemas modelados no considerando las variaciones de capacidad de intercambio que corresponderían a distintas situaciones de operación ni reducciones de su valor por indisponibilidades de la red de transporte u otras circunstancias. Dentro de cada zona de precio el análisis llevado a cabo considera un único nudo, es decir, no se consideran pérdidas ni eventuales limitaciones a la generación debido a elementos de la red interna de cada sistema.

El modelo considera de forma individual los parámetros de funcionamiento de cada unidad de generación térmica, su disponibilidad y tasas de fallo. La generación hidráulica se modela de forma coherente con series históricas de producción y la generación eólica, fotovoltaica y termosolar utilizando series históricas climáticas de recurso primario.

En cada escenario se ha llevado a cabo una simulación completa del despacho de generación del sistema europeo modelado durante cada hora del año respetando todas las restricciones de los grupos (restricciones de arranques, parada, tiempos de subida y bajada de carga, etc.) al tiempo que se minimiza el coste variable total.

Como resultado se obtienen, con detalle horario a lo largo de un año, los valores de coste marginal y los valores de saldo de intercambio que resultan del proceso de minimización de coste variable total en el conjunto modelado respetando los valores de capacidad de intercambio fijados. La cogeneración se considera en el modelo, al igual que la generación renovable, con coste variable cero lo que les confiere prioridad de despacho frente al resto de tecnologías.

Es muy importante destacar que los resultados de costes no deben interpretarse como precios y los resultados de intercambios de energía únicamente consideran la diferencia de coste marginal entre sistemas.

En las simulaciones efectuadas de despacho de generación se ha implementado una restricción al conjunto de la generación térmica acoplada en la Península ibérica de 5.500 MW. Se estima este valor como un umbral mínimo necesario para garantizar la disponibilidad de generación de respaldo acoplada, reserva rodante en el sistema y una adecuada respuesta del sistema ante contingencias (estabilidad transitoria), propiedades que en el escenario considerado sólo es capaz de proporcionar la generación síncrona. Es muy importante tener presente que la garantía de suministro y la calidad de servicio del

sistema eléctrico requieren de la aportación de inercia, regulación de la potencia, la frecuencia y el módulo de la tensión que con la tecnología disponible es proporcionada por los generadores síncronos, ligados esencialmente a las plantas nucleares, térmicas e hidráulicas. La determinación precisa de la potencia síncrona que necesita el sistema eléctrico desde la perspectiva del análisis de estabilidad transitoria y de oscilaciones de pequeña señal requiere de análisis que transcienden el alcance de las simulaciones de cobertura de nudo único realizadas y que en su momento el operador del sistema deberá ser llevado a cabo.

Como resultado de la simulación se obtienen los valores de generación renovable y los indicadores sobre el porcentaje de renovables (RES) en la generación eléctrica y en la demanda eléctrica en el sistema español peninsular. Adicionalmente al valor de participación de la generación renovable en el mix de producción de energía eléctrica, en el estudio se han calculado los valores estimados de participación de la generación renovable en energía final en el sistema español peninsular.

La estimación se basa inicialmente en la información incluida en el informe TRENDS 2050, donde el porcentaje de renovables en energía final para España en 2030 sería un 27% correspondiendo a un 56% de generación de RES sobre generación total de electricidad en el sistema español. Completando este dato con los valores históricos de participación de la generación renovable en la generación total eléctrica y los valores publicados sobre la participación de RES en energía final por EUROSTAT se construye una serie de valores que relacionan el porcentaje de RES sobre generación eléctrica y el porcentaje de RES sobre la energía final que se utiliza para la estimación. La propia naturaleza de la estimación no permite considerar variables relativas a otros sectores energéticos, como sería la eficiencia o el desarrollo de las renovables no eléctricas. Este aspecto sí es objeto de tratamiento cuando se analizan los escenarios globales para el conjunto del sector energético[3].

Como referencia indicativa, se precisa algo más del doble en porcentaje de generación renovable sobre el total de generación eléctrica para alcanzar un determinado nivel de renovable en energía final y a partir de un valor del 47% de renovable respecto a la energía final sería necesaria una producción de generación eléctrica 100% renovable.

Las simulaciones del despacho de generación consideran dos condiciones diferentes de hidraulicidad y condiciones medias de disponibilidad tanto del equipo térmico como de producible renovable. La garantía de suministro exige que, especialmente en las horas de máxima demanda prevista, el sistema disponga de generación disponible suficiente para afrontar condiciones extremas de cobertura. Las condiciones extremas consideradas son: indisponibilidad adicional a la considerada en la simulación de la generación térmica, que se ha presentado en la operación real del sistema eléctrico con una probabilidad del 15%, condiciones de hidraulicidad muy seca (se utilizan los valores de potencia hidráulica disponible correspondientes al año 2017), disponibilidad reducida de la generación renovable que corresponde con un factor de utilización con probabilidad del 95% de ser superado y falta de apoyo desde los sistemas eléctricos vecinos.

[3] Véase el apartado de escenarios energéticos.

En los sistemas insulares, la simulación del despacho de generación se calcula siguiendo los mismos principios expuestos para el sistema peninsular aunque, lógicamente, con un alcance que únicamente abarca a los sistemas insulares dada su naturaleza de sistemas aislados. En el caso de Baleares, la conexión con la Península se modela como un generador con el coste obtenido en las simulaciones planteadas en el estudio.

Los sistemas insulares son, debido a su reducido tamaño y carácter aislado, sistemas eléctricos más débiles e inestables en los que cobran especial relevancia la restricción de mínima generación térmica acoplada para garantizar la disponibilidad de potencia de cortocircuito, la generación de respaldo acoplada, la reserva rodante y la adecuada respuesta del sistema ante contingencias. Esta restricción debe ser considerada para cada subsistema o isla y, a diferencia de lo expuesto para el sistema peninsular, el valor de mínima generación térmica acoplada no presenta un valor constante dado que los factores de riesgo a cubrir cambian en cada escenario y periodo a la vista del nivel de interconexión de cada subsistema - capacidad de intercambio con otros subsistemas – y del despacho de generación que se obtiene como resultado. Adicionalmente, los valores mínimos de potencia acoplada requerida en cada subsistema pueden verse incrementados a la vista de los resultados de análisis dinámicos y de otra índole no considerados en este estudio.

Así, a título ilustrativo cabe mencionar que el estudio considera necesario un valor de mínima generación térmica acoplada en Baleares de 100 MW en Mallorca, si bien en la operación del sistema balear puede ser necesario incrementar este valor mínimo, dada la debilidad de los sistemas insulares y el impacto que una contingencia simple pudiese provocar en términos de garantía del suministro por su respuesta dinámica o estática.

A partir de cada escenario base se efectúan estudios de sensibilidad ante la modificación de las variables seleccionadas para el análisis. La importancia de dichos análisis estriba en la capacidad de determinar los impactos relativos que comporta la modificación de una variable concreta, más que en el conocimiento del valor absoluto que adoptan las variables que intervienen el estudio. Por ello, los análisis de sensibilidad realizados son el instrumento fundamental para la toma de decisiones. Los análisis de sensibilidad se realizan en un contexto de “ceteris paribus”, esto es, se modifican sistemáticamente (una a una) las variables para las que se desea evaluar su efecto. Se hace así porque una modificación simultánea de varias variables impediría aislar el efecto asociado a cada una de ellas.

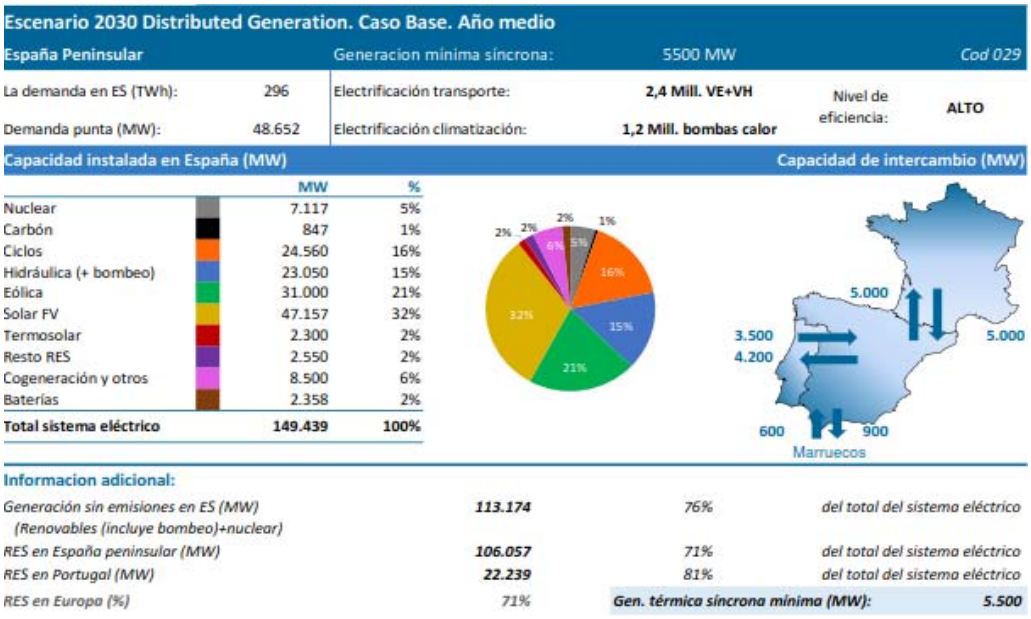
En algunos estudios de sensibilidad en los sistemas insulares, la modificación de una variable respecto al escenario base está intrínsecamente relacionada con la variación de otras variables adicionales. En estos casos, se analiza la sensibilidad a la variación coherente de varios factores.

4. FORMATO DE PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Con el objeto de facilitar la comprensión y análisis de los resultados obtenidos en las distintas simulaciones se ha definido una ficha constituida por tres bloques básicos de información que presenta los resultados más relevantes obtenidos para el sistema eléctrico español, tanto peninsular como de los sistemas insulares:

A.- Bloque de hipótesis del escenario:

Gráfico 7. Información de hipótesis del escenario. Bloque A



El apartado 1 nos informa de los aspectos básicos generales del escenario, tales como:

- Demanda anual y punta de demanda previstas.
- Nivel de electricificación en el trasporte y en la climatización.
- Nivel de eficiencia considerado en dicho escenario.

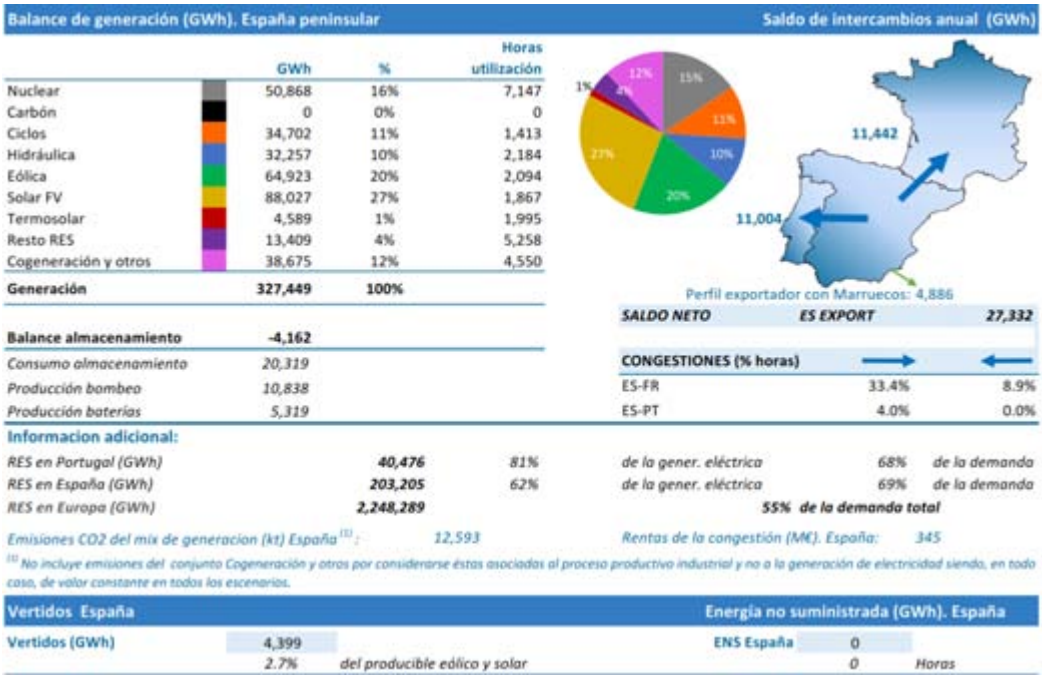
El apartado 2 recoge el mix de generación instalado (potencia instalada) en el sistema español peninsular considerado en el escenario y los valores de capacidad comercial de intercambio con los sistemas eléctricos vecinos.

Finalmente, el apartado 3 recoge información de partida relativa a la generación renovable, tales como potencia instalada en renovables y su porcentaje sobre el parque generador, para Portugal y el conjunto de Europa[4]. También se proporciona información de la potencia instalada libre de emisiones en España (renovables y nuclear) y del valor de potencia térmica mínima síncrona acoplada establecida como restricción al despacho de generación en el sistema peninsular español en las simulaciones.

[4] Conjunto de sistemas eléctricos incluidos en el modelo ENTSOE de escenarios TYNDP 2018.

B. Bloque de resultados de generación:

Gráfico 8. Información de los resultados globales de los estudios de mercado. Bloque B



El apartado 4 recoge los resultados de la optimización obtenida por la herramienta de simulación referente al balance de electricidad de España:

- Generación por tecnologías.
- Balance de almacenamiento: recoge el valor agregado de consumo en bombeo y, en su caso, en baterías y su valor de producción.
- Saldo de las interconexiones por fronteras y saldo neto. Adicionalmente se indican las horas de congestión en las fronteras ES-FR y ES-PT (horas en las que la interconexión está al 100% de su capacidad).

El apartado 5 recoge información adicional relacionada con los siguientes aspectos básicos de análisis:

- Participación de la generación renovable en el conjunto de generación y ratio generación renovable / demanda eléctrica para el sistema español peninsular, Portugal y el conjunto del sistema europeo modelado en el análisis.
- Emisiones de CO_2 en España como consecuencia del mix de generación resultante de la optimización. No incluye emisiones del conjunto cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios. El factor de emisiones estimado para este conjunto es de 0,37 kt CO_2/MWh. El valor de emisiones que resultaría del funcionamiento del conjunto cogeneración y otros en las simulaciones sería de 14.310 kt CO_2.

- Rentas de congestión obtenidas por el sistema español a partir de las horas en las que hay congestión en las interconexiones con sistemas eléctricos vecinos. Se considera que se reparten al 50% entre los países de la interconexión en la que se produce la congestión.
- Energía no suministrada, en GWh y horas en las que se produce.

Finalmente, el apartado 6 recoge los vertidos o energía renovable no integrada en el sistema, tanto en GWh como en porcentaje del producible eólico y solar.

C. Bloque de información económica:

Gráfico 9. Información económica. Bloque C

Costes anuales (M€). España			Coste España €/MWh:	
Valoración vertidos:		229		
Coste variable TOTAL: [2]		15.050	Coste variable	52,0
	Costes adquisición energía [3]	*15.395*	Coste marginal	52,0
	Rentas congestión	*-345*		
De inversión [4]:		2.873		
	En generación	*2.742*		
	En red de transporte	*131*		
Total		17.923		

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

En este apartado se recogen indicadores de los costes del sistema asociados al escenario. Es importante tener en cuenta que la aportación esencial de estos cálculos no son los registros absolutos de coste presentados, sino la variación relativa de los mismos derivada de los análisis de sensibilidad realizados al modificar el valor de una determinada variable de entrada.

En primer lugar, se facilita información del coste marginal del sistema en el conjunto del año en términos del coste total de la energía adquirida en el mercado por los consumidores españoles. También se facilita el coste variable por MWh que resulta de considerar en su caso, el coste de la generación térmica adicional que ha sido necesario programar para alcanzar el umbral mínimo de generación síncrona despachable acoplada.

Adicionalmente se recoge el valor de rentas de congestión por un lado y, por el otro, el valor de vertidos de eólica y solar considerando su valor unitario igual al coste marginal del sistema.

Se calcula el coste variable total como la suma del coste de adquisición de la energía para la demanda del sistema español al que se descuenta la renta de congestión del escenario.

Por último, se facilita la información relativa a los costes fijos del sistema que se asocian a cada escenario, en particular los diferentes volúmenes de inversión que los escenarios requieren tanto en generación como en transporte. Dado que en ningún escenario no

extremo[5] se detectan situaciones de energía no suministrada, en generación los escenarios difieren en los valores de capacidad de generación renovable que tienen instaladas (eólica, solar) y, en algunos de ellos, en la capacidad de almacenamiento instalada (baterías).

Para valorar estas inversiones se han utilizado los costes unitarios del informe ETRI[6] que son los utilizados por ENTSOE en sus estudios para el TYNDP. En concreto, para el cálculo del coste de nueva inversión de generación renovable fotovoltaica se ha considerado que un tercio corresponde a sistemas mayores de 2 MW, otro tercio a sistemas de 0,1-2 MW y un último tercio a sistemas de menores de 10 kW, sin menoscabo del reparto real que finalmente se produzca.

Para comparar los costes variables de operación del sistema con los costes fijos de inversión, es necesario utilizar un porcentaje de anualización de los costes fijos. Para la presentación de resultados se ha tomado como valor 7,5% al igual que en el TYNDP de ENTSOE.

El coste anual total incluye el coste variable total[7] y la anualización antes descrita de costes fijos en instalación de generación y de inversión en la red de transporte correspondiente a interconexiones.

Para la presentación de los resultados de las simulaciones de los sistemas insulares se utilizan fichas análogas a las descritas para el sistema peninsular adaptadas a las características específicas de dichos sistemas.

En el Anexo se presentan las fichas individuales correspondientes a cada una de las simulaciones y sensibilidades evaluadas y para las dos condiciones de hidraulicidad analizadas.

5. ÁMBITO TEMPORAL DEL ESTUDIO Y ASPECTOS CLAVE CONSIDERADOS EN EL SISTEMA ESPAÑOL

El horizonte temporal para el que se valoran las distintas combinaciones de fuentes de producción de energía eléctrica y del resto de parámetros del sistema es el año 2030. Ello es coherente con la exposición de motivos del Acuerdo de Consejo de Ministros que creó esta Comisión, en la que se cita la necesidad de elaborar una estrategia en el marco del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima en el horizonte de 2030.

Algunos de los aspectos clave que se identifican en la posible evolución del sistema eléctrico español peninsular actual hacia el horizonte 2030 son:

- Finalización/extensión de vida útil del parque nuclear

  El parque nuclear instalado en España, tras el cierre de Garoña, tiene una potencia bruta conjunta de 7.405 MW, con siete reactores. Uno de los elementos clave en la

5 Se analizarán escenarios extremos desde la perspectiva de cobertura de nudo único para determinar la necesidad de potencia firme adicional.

6 Disponible en: https://setis.ec.europa.eu/setis-output/energy-technology-reference-indicators.

7 Coste de adquisición de la energía para la demanda del sistema español peninsular descontando la renta de congestión.

configuración del mix eléctrico en los próximos años será la evolución de esa potencia instalada, en el contexto de la renovación de las autorizaciones de explotación. En el ejercicio que se realiza en este capítulo se adoptan tres supuestos sobre la continuidad del parque nuclear para el año 2030: mantenimiento en su situación actual, cierre de cinco reactores y cierre total. En este capítulo se aportan los resultados bajo cada uno de esos escenarios, en combinación con el resto de variables de simulación.

- Evolución del parque de generación con carbón

  El parque de centrales de carbón sumaba 9.536 MW netos al finalizar 2017. Actualmente ya se ha producido la baja de los grupos que, de acuerdo con la normativa de grandes instalaciones de combustión debían darse de baja en el horizonte 2016. La nueva Directiva de Emisiones Industriales (DEI) que entró en vigor a partir de 1 de enero de 2016 implica un endurecimiento de los límites de emisiones.

  Al igual que la Directiva anterior, la vigente en la actualidad ofrece cierta flexibilidad en cuanto a posibles decisiones respecto a las instalaciones afectadas, siendo posible optar entre no llevar a cabo inversiones de adecuación y, por tanto, limitar la capacidad de producción (17.500 horas, entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2023) o llevar a cabo las inversiones oportunas para el cumplimiento de los valores de emisiones establecidos en la Directiva. Esta segunda opción implica que las instalaciones deben ser inscritas en el Plan Nacional Transitorio (PNT). En la primera opción la fecha límite de cierre de la instalación sería el 31 de diciembre de 2023 mientras que, en la segunda, la fecha límite para adaptarse es el 1 de julio de 2020.

  Todas las centrales de carbón en el sistema peninsular, excepto Anllares, ya se han adherido al PNT y se estima que en 2025 la potencia instalada de carbón sería de unos 4.660 MW.

- Capacidad comercial de intercambio entre la Península Ibérica y Francia

  La Unión Europea ha marcado como objetivo el pleno funcionamiento del mercado único de la energía y, para ello, resulta imprescindible desarrollar las interconexiones energéticas entre los Estados Miembros. Este objetivo, unido a la tradicional situación de escasa capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y Francia, ha llevado a establecer una línea de acción común para el refuerzo de la interconexión entre España y Francia en la que colaboran estrechamente los gobiernos de ambos países, los TSOs español y francés, entidades reguladoras y la Comisión Europea.

  Como primer resultado de esta colaboración, en 2015 se puso en funcionamiento la línea de interconexión eléctrica Sta. LLogaia - Baixas, primera nueva línea interconexión Francia – España en los últimos 30 años. Tras dos años de su puesta en servicio la capacidad comercial de intercambio en esta frontera se ha duplicado, habiendo permitido incrementar los intercambios físicos de energía eléctrica en un 90%.

No obstante, aún se mantiene un elevado grado de congestión en la frontera España – Francia que se eleva al 75% de las horas del año y la diferencia de precios media entre ambos sistemas se sitúa en el rango de 10-15€/MWh con precio más elevado en el lado español. Por otra parte, aunque este proyecto ha permitido incrementar el ratio de interconexión del sistema español, pasando de un 3 a un 6% aproximadamente, España está aún muy lejos de cumplir con el objetivo establecido por la Comisión Europea de alcanzar un ratio de interconexión del 10% en el año 2020.

El proyecto de nueva línea de interconexión España – Francia a través del Golfo de Vizcaya, con fecha prevista de puesta en servicio en el año 2025, permitirá incrementar la capacidad actual hasta unos 5.000 MW aproximadamente. Este valor de capacidad de intercambio es el considerado en los escenarios base del estudio que se presenta en este informe.

De cara a un horizonte 2030, aún se detecta la necesidad de seguir reforzando la frontera España – Francia por lo que actualmente están planteados dos proyectos de interconexión a través de los Pirineos centrales adicionales al mencionado a través del Golfo de Vizcaya: Navarra – Landes y Aragón – Atlantic Pyrenèes. La viabilidad económica de estos proyectos deberá fundamentarse en el correspondiente análisis coste-beneficio establecido en la normativa europea.

5.1. Aspectos clave en los sistemas insulares

Como se ha señalado anteriormente, los sistemas insulares españoles presentan aspectos particulares a considerar tanto en la construcción de los escenarios para un horizonte 2030 como en la evaluación de los mismos.

Con carácter general, los aspectos clave en los sistemas insulares son el despliegue de la generación renovable y la puesta en servicio de infraestructuras de refuerzo de la red de transporte y, en particular, de los enlaces entre islas y en el caso de Baleares con la Península. El desarrollo o refuerzo de estas infraestructuras permitiría acoplar subsistemas eléctricos de reducido tamaño para constituir por agregación sistemas de mayor tamaño y robustez. Esta agregación tiene a priori varias ventajas para la programación de generación de estos sistemas al permitir compartir recursos entre dos subsistemas que previamente debían ser gestionados de forma aislada o con menor capacidad de interconexión:

- Mayor robustez del conjunto agregado de dos subsistemas previamente aislados.
- Mejora de la eficiencia en la programación de generación y posible reducción del coste variable del despacho al permitir cubrir la demanda con unidades más competitivas que las locales de cada subsistema aislado.
- Posible reducción de las necesidades de generación mínima acoplada del conjunto frente a las que se requieren en la operación por separado de los subsistemas que lo componen.
- Posible mejora en la integración de generación renovable al posibilitar la participación de ésta en la cobertura de una demanda más amplia.

- Posible reducción de la generación necesaria para garantizar la cobertura de la demanda del conjunto frente a la que se requiere en la operación independiente de los subsistemas que lo componen.
- En caso de los sistemas eléctricos baleares, un aspecto clave a evaluar es el incremento de capacidad de intercambio con la Península además del refuerzo de enlaces entre islas.

En los sistemas eléctricos canarios el elevado recurso renovable que presentan hace esperable un despliegue muy importante de este tipo de generación, especialmente de generación eólica. Esta circunstancia hace necesario considerar como aspecto clave el desarrollo de infraestructuras de bombeo análogas al proyecto ya aprobado de Soria – Chira en la isla de Gran Canaria, adicionalmente al desarrollo de enlaces entre islas.

En cualquier caso, la construcción tanto de las interconexiones entre islas y de Baleares con la península y las infraestructuras de bombeo que son por su propia naturaleza instalaciones de carácter singular, deben fundamentarse en el correspondiente análisis coste-beneficio.

6. ESCENARIOS BASE Y PARÁMETROS DE SENSIBILIDAD UTILIZADOS EN LA EVALUACIÓN DE ESCENARIOS EN EL SISTEMA ESPAÑOL

Con el objeto de delimitar el marco del estudio de prospectiva 2030, para el sistema peninsular español se han seleccionado dos escenarios base, que se corresponden con las hipótesis para el horizonte 2030 de los escenarios elaborados por ENTSOE en el TYNDP 2018, Generación Distribuida (DG) y Transición Sostenible (ST) cuyas características a nivel general ya se han descrito en el apartado segundo de este capítulo.

Para disponer de resultados representativos, resulta necesario que los escenarios considerados, con un mix de capacidad instalada de generación específico, se combinen con una variable de hidraulicidad que, aunque obviamente exógena al sistema, conduce a resultados muy distintos en términos de despacho de generación y emisiones. La combinación de los dos escenarios base mencionados con dos referencias de condiciones climáticas correspondientes a situaciones de hidraulicidad media y seca, determina cuatro niveles de referencia sobre los que se desarrollará todo el ejercicio comparativo.

Sobre estos escenarios base se evalúan las siguientes sensibilidades:

- Cierre parcial del parque nuclear español (5 centrales).
- Cierre total del parque nuclear español (7 centrales).
- Incremento de la NTC España-Francia a 8.000 MW.

Adicionalmente, se completa el análisis de sensibilidades del escenario DG con los siguientes aspectos:

- Demanda igual al escenario ST (285 TWh).
- Potencia instalada de carbón en España igual a la recogida en el escenario ST (4.660 MW) y con precio de CO_2 de 33 €/t CO_2.

- Penetración de renovables tendente al logro del 35% de penetración de renovables sobre la demanda final.

Finalmente, se ha analizado el impacto de la variación de otros parámetros del sistema, en particular:

- Condiciones para mantener generación con carbón y evaluación del despacho de generación resultante con respecto al valor de referencia de emisiones CO_2.
- Modificación de la estructura de la futura potencia instalada de generación renovable (principalmente eólica y fotovoltaica).
- Incremento de la demanda de electricidad debido a una posible mayor electrificación que la considerada en el escenario base.

La comparación de resultados entre el escenario base y el que resulta de la aplicación de cada una de las variaciones previamente definidas permite obtener el efecto asociado a dicha variación. Este análisis de sensibilidad permite responder a las principales cuestiones de interés para cada variable: ¿reduce o aumenta emisiones?, ¿reduce o aumenta costes?, ¿cómo varía el peso de las renovables sobre la generación de electricidad?, ¿permite integrar más renovables?, o en general ¿cómo nos situaríamos respecto a los posibles valores de referencia de emisiones y valores objetivo de integración de renovables?

En el caso de los sistemas insulares españoles, los estudios utilizan como referencia las hipótesis de costes de combustibles del escenario DG2030 de la planificación europea. Tanto en el caso de Baleares como de Canarias, se construye un único escenario base que, en lo referente a red de transporte, incluye todas las infraestructuras planificadas en la actualidad. En cuanto al parque de generación térmica, se considera disponible en el horizonte 2030 todo el parque generador actual incluyendo los grupos que finalizan su vida útil regulatoria y aquellos que requieren adaptación a la Directiva de Emisiones Industriales con excepción de aquellas unidades con imposibilidad de adaptación a los requisitos de emisiones según la información de la empresa propietaria.

En el caso del estudio del sistema de Baleares, se plantea el análisis de sensibilidad a dos aspectos:

- Incremento de la capacidad de interconexión entre la Península y Mallorca mediante un segundo enlace Mallorca – Península y un tercer enlace Mallorca – Ibiza.
- Cierre parcial del parque de generación con carbón.

En el caso del estudio de los sistemas canarios, se plantean los siguientes aspectos para el análisis de sensibilidad:

- Desarrollo de infraestructuras incluyendo enlaces entre islas e instalaciones de bombeo.
- Posible desarrollo de infraestructuras gasistas.
- Grado de desarrollo de la instalación de generación renovable.

6.1. Referencia actual del sistema eléctrico español peninsular

En los gráficos siguientes se incluyen las principales características del sistema español peninsular como referencia previa a la presentación de los escenarios planteados en el horizonte 2030 en el presente estudio[8].

Gráfico 10. Características del sistema español peninsular en la actualidad (I)

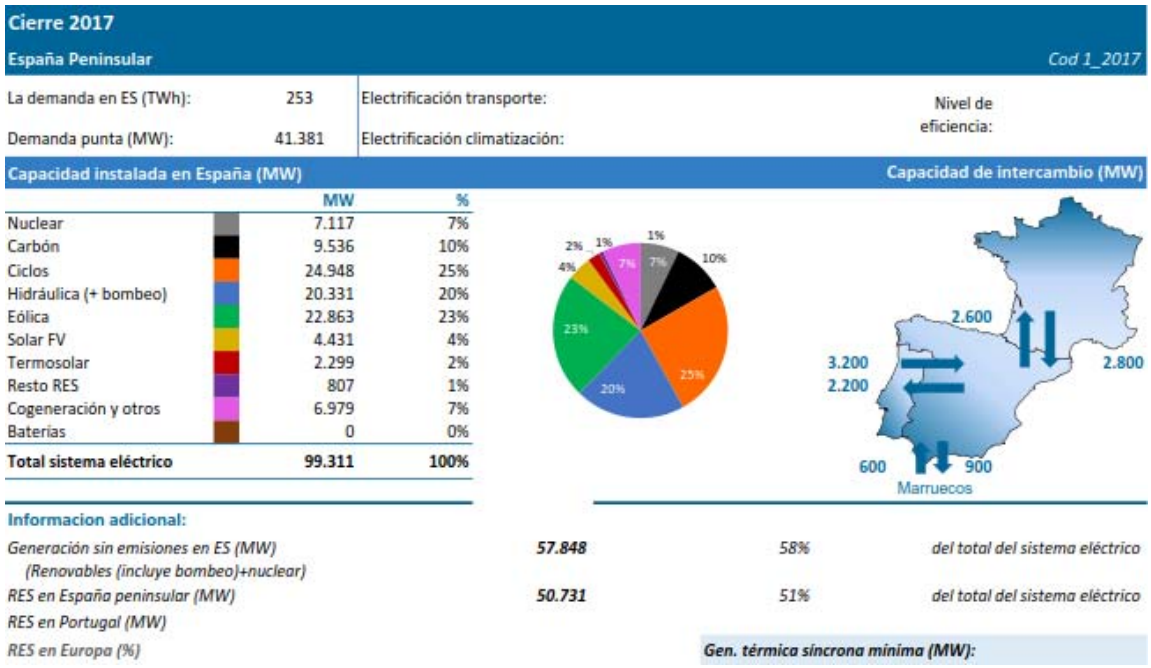
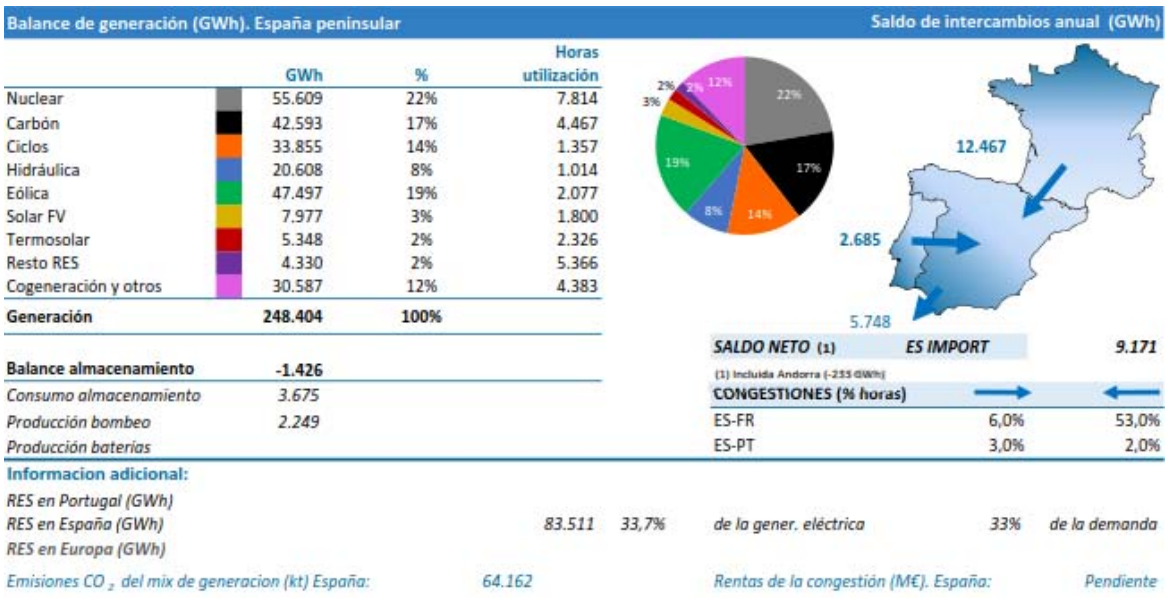


Gráfico 11. Características del sistema español peninsular en la actualidad (II)



[8] Los valores de capacidad de intercambio España-Francia y España-Portugal corresponden al percentil 70 de los valores horarios de capacidad de intercambio para ser coherentes con la metodología de los estudios de ENTSOE.

6.2. Hipótesis del escenario de Generación Distribuida en el sistema eléctrico español peninsular

Los parámetros más relevantes del escenario Generación Distribuida (DG 2030) en el sistema eléctrico peninsular español se detallan en la Tabla 2.

Tabla 2. Características básicas del escenario Generación Distribuida del TYNDP 2018 en el sistema español

	ESCENARIO "GENERACIÓN DISTRIBUIDA"
Demanda (TWh)	296
Demanda punta (MW)	48.652
Grado de electrificación	
Transporte	2,4 Mill VE
Climatización (bombas de calor)	1,2 Mill Bombas calor
Nivel de eficiencia	ALTA
Capacidad instalada en España (MW)	149.439
Nuclear	7.117
Carbón	847
Ciclo combinado	24.560
Hidráulica (+bombeo)	23.050
Eólica	31.000
Solar FV	47.150
Termosolar	2.300
Resto RES	2.550
Cogeneración y otros	8.500
Baterías	2.358
Precio CO_2 (€/ton)	50
NTC (MW)	
ES-FR	5.000
ES-PT	4.200/3.500

El escenario DG tiene las siguientes características de partida en relación con la oferta y la demanda en el sistema eléctrico peninsular para el año 2030:

- Se mantiene la potencia eléctrica nuclear en relación con la actualmente instalada.
- Se reduce el parque de generación de carbón como consecuencia del mercado de derechos de emisiones establecido para su reducción, de modo que se pasa de los 9.536 MW instalados actualmente a 847 MW.
- Se mantienen los actuales ciclos combinados.
- Crece la potencia instalada de generación renovable, sobre de todo de eólica y fotovoltaica. En el caso de la fotovoltaica, se pasa de los 4.431 MW actuales a 47.150 MW, mientras que en la eólica se pasa de los 22.863 MW actuales a 31.000 MW.
- El crecimiento medio anual acumulativo de la demanda es del 1,2%, lo que conduce a una demanda final en torno a 296 TWh, frente a los 253 TWh actuales.

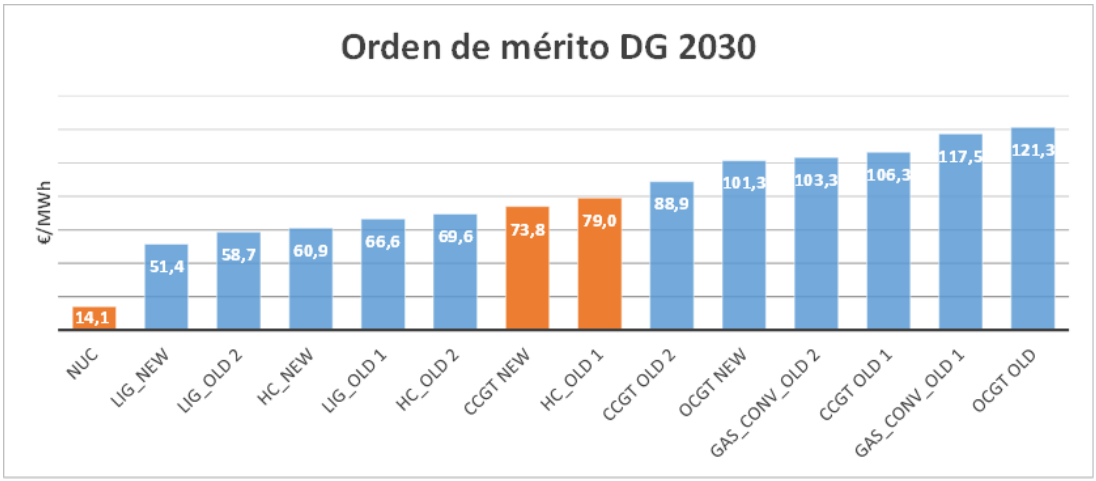
- Se produce un crecimiento moderado de la bomba de calor, con 1,2 millones de unidades instaladas.
- Se considera la instalación de baterías asociadas a generación distribuida, por una potencia equivalente al 5% de la potencia fotovoltaica instalada para las que, al igual que en el escenario DG2030 del TYNDP se considera un tiempo máximo de almacenamiento de 2 horas.

Como resultado de la aplicación de las hipótesis de costes de combustibles del escenario en el ámbito del TYNDP, el orden de mérito de generación que se obtiene es el presentado en el Gráfico 13.

Gráfico 12. Desglose costes variables de generación térmica en el escenario DG 2030

Combustible	Tecnología generación	2030 Generación Distribuida con 50,0 €/t CO2 Coste variable (€/MWh)						
		TOTAL	Emisiones		Combustible		Operación y Mantenimiento	
Nuclear		**14,13**	0,00	0%	5,13	36%	9,00	64%
Lignite	*New*	**51,43**	39,52	77%	8,61	17%	3,30	6%
Lignite	*old 2*	**58,65**	45,45	77%	9,90	17%	3,30	6%
Hard Coal	*New*	**60,93**	36,78	60%	20,85	34%	3,30	5%
Lignite	*old 1*	**66,56**	51,94	78%	11,31	17%	3,30	5%
Hard Coal	*old 2*	**69,58**	42,30	61%	23,98	34%	3,30	5%
Gas	*CCGT new*	**73,83**	17,69	24%	54,54	74%	1,60	2%
Hard Coal	*old 1*	**79,05**	48,34	61%	27,40	35%	3,30	4%
Gas	*CCGT old 2*	**88,87**	21,38	24%	65,90	74%	1,60	2%
Gas	*OCGT new*	**101,34**	24,43	24%	75,31	74%	1,60	2%
Gas	*conventional old 2*	**103,28**	25,03	24%	77,15	75%	1,10	1%
Gas	*CCGT old 1*	**106,33**	25,65	24%	79,08	74%	1,60	2%
Gas	*conventional old 1*	**117,47**	28,50	24%	87,87	75%	1,10	1%
Gas	*OCGT old*	**121,29**	29,32	24%	90,38	75%	1,60	1%

Gráfico 13. Orden de mérito de generación térmica en el escenario DG 2030



En el gráfico anterior se señalan en color naranja los valores de coste variable correspondientes a las tecnologías - en terminología del TYNDP - instaladas en el sistema español peninsular: nuclear, CCGT NEW (ciclos combinados) y HC_OLD1 (grupos de carbón).

El escenario Generación Distribuida (DG 2030) considera un esquema de penalización de emisiones de CO_2 muy severo, con un precio de emisiones CO_2 de 50€/t CO_2. En consecuencia, la generación eléctrica con ciclos combinados en España (CCGT new) tiene una ventaja competitiva de 5,2 €/MWh respecto a los grupos de carbón españoles (Hard Coal OLD 1).

6.3. Hipótesis del escenario de Transición Sostenible en el sistema eléctrico peninsular español

Los parámetros más relevantes del escenario de Transición Sostenible (ST) en el sistema eléctrico peninsular español se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3. Características básicas del escenario Transición Sostenible 2030 del TYNDP 2018 en el sistema español peninsular

		ESCENARIO "TRANSICIÓN SOSTENIBLE"
Demanda (TWh)		285
Demanda punta (MW)		46.595
Grado de electrificación		
	Transporte	1 Mill VE
	Climatización (bombas de calor)	0,8 Mill Bombas calor
Nivel de eficiencia		MEDIA
Capacidad instalada en España (MW)		143.737
	Nuclear	7.117
	Carbón	4.660
	Ciclo combinado	24.560
	Hidráulica (+bombeo)	23.050
	Eólica	31.000
	Solar FV	40.000
	Termosolar	2.300
	Resto RES	2.550
	Cogeneración y otros	8.500
	Baterías	0
Precio CO_2 (€/ton)		33
NTC (MW)		
	ES-FR	5.000
	ES-PT	4.200/3.500

El escenario ST tiene las siguientes características de partida en relación con la oferta y demanda en el sistema eléctrico peninsular para el año 2030:

- Se mantiene la potencia eléctrica nuclear en relación con la actualmente instalada.
- Se reduce el parque de generación de carbón debido al marco regulatorio de reducción de emisiones, de modo que se pasa de los 9.536 MW instalados actualmente a 4.660 MW.
- Se mantienen los actuales ciclos combinados.
- Crece la potencia instalada de generación renovable, sobre de todo de eólica y fotovoltaica. En el caso de la fotovoltaica, se pasa de los 4.431 MW actuales a 40.000 MW, mientras que en la eólica se pasa de los 22.863 MW actuales a 31.000 MW.
- El crecimiento medio anual acumulativo de la demanda es del 0,9%, lo que conduce a una demanda final en torno a 285 TWh, frente a los 253 TWh actuales.
- El parque de vehículos eléctricos es de 1 millón de unidades.
- Se produce un crecimiento reducido de la bomba de calor, con 800.000 unidades instaladas.

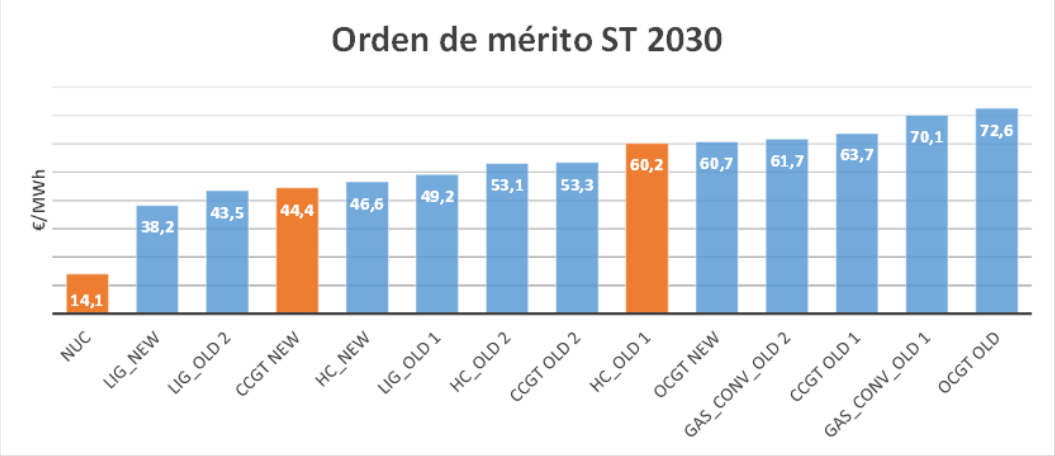
- No se considera la instalación de baterías.

Como resultado de la aplicación de las hipótesis de coste de combustible y de emisiones CO_2 del escenario, se obtiene el siguiente orden de mérito de generación térmica:

Gráfico 14. Desglose costes variables de generación térmica en el escenario DG 2030

Combustible	Tecnología generación	2030 Sustainable transition con 33,3 €/t CO2 Coste variable (€/MWh)						
		TOTAL	Emisiones		Combustible		Operación y Mantenimiento	
Nuclear		**14,13**	0,00	0%	5,13	36%	9,00	64%
Lignite	*New*	**38,23**	26,32	69%	8,61	23%	3,30	9%
Lignite	*old 2*	**43,47**	30,27	70%	9,90	23%	3,30	8%
Gas	*CCGT new*	**44,42**	11,78	27%	31,04	70%	1,60	4%
Hard Coal	*New*	**46,58**	24,50	53%	18,78	40%	3,30	7%
Lignite	*old 1*	**49,21**	34,59	70%	11,31	23%	3,30	7%
Hard Coal	*old 2*	**53,07**	28,17	53%	21,60	41%	3,30	6%
Gas	*CCGT old 2*	**53,34**	14,24	27%	37,50	70%	1,60	3%
Hard Coal	*old 1*	**60,18**	32,20	53%	24,69	41%	3,30	5%
Gas	*OCGT new*	**60,73**	16,27	27%	42,86	71%	1,60	3%
Gas	*conventional old 2*	**61,67**	16,67	27%	43,90	71%	1,10	2%
Gas	*CCGT old 1*	**63,68**	17,08	27%	45,00	71%	1,60	3%
Gas	*conventional old 1*	**70,08**	18,98	27%	50,00	71%	1,10	2%
Gas	*OCGT old*	**72,55**	19,52	27%	51,43	71%	1,60	2%

Gráfico 15. Orden de mérito de generación térmica en el escenario ST 2030



Para el escenario ST, tienen como consecuencia que la generación eléctrica con ciclos combinados en España (CCGT new) tenga una ventaja competitiva de 15,8 €/MWh respecto a los grupos de carbón (Hard Coal OLD 1). En el Gráfico 15 se representan en color naranja las tecnologías de generación disponibles en el sistema español peninsular.

6.4. Referencia actual de los sistemas eléctricos de los territorios insulares

En los gráficos siguientes se incluyen las principales características de los sistemas eléctricos de los territorios insulares como referencia previa a la presentación de los escenarios planteados en el horizonte 2030 en el presente estudio.

Gráfico 16. Características del sistema eléctrico balear en la actualidad

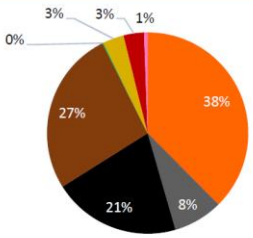
CIERRE 2017

Sistema eléctrico balear *Cod B00*

La demanda en baleares (GWh):	6.028
Demanda punta (MW):	1.354

Capacidad instalada en baleares (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	38%
Motores diésel	182	8%
Turbinas de vapor (carbón)	468	21%
Turbinas de gas	605	27%
Eólica	4	0%
Solar	78	3%
Residuos	75	3%
Cogeneración y otros	13	1%
Total sistema eléctrico balear	**2.283**	**100%**



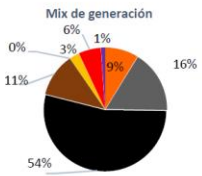
Informacion adicional:

Total renovables	**157**	*7%*	*del total de la potencia instalada*
Total generaciòn gas natural (MW)	**1.049**	*46%*	*en los sistemas eléctricos*
Total generaciòn carbón (MW)	**468**	*21%*	
Total generación fueloil y gasoil (MW)	**563**	*25%*	*baleares*

Balance de generación e intercambio con península (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	426	9%	497
Motores diésel	799	16%	4.390
Turbinas de vapor (carbón)	2.603	54%	5.557
Turbinas de gas	554	11%	916
Eólica	3	0%	888
Solar	123	3%	1.577
Residuos	287	6%	3.837
Cogeneración y otros	53	1%	4.077
Total generación eléctrica	**4.848**	**100%**	**2.124**

Intercambio con península **1.179**





Informacion adicional:

Renovables (GWh)*	***270***	*6% de la generación total*	*4% de la demanda b.c.*
Producción con gas natural (GWh)	***980***	*20% de la generación total*	*16% de la demanda b.c.*
Intercambio con península (GWh)	***1.179***	-	*20% de la demanda b.c.*

**Se considera renovable el 50% de producción de residuos*

Gráfico 17. Características del sistema eléctrico canario en la actualidad

Cierre Canarias 2017

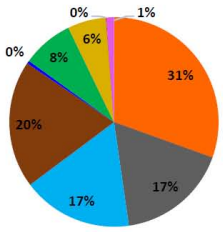
Sistemas eléctricos canarios *Cod C01_2017*

La demanda en ES (GWh): 8.958

Demanda punta (MW): 1.408

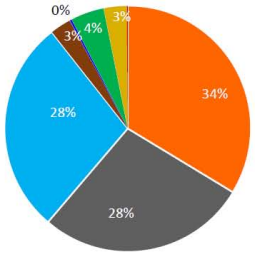
Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	864	31%
Motores diésel	487	17%
Turbinas de vapor (fuel)	483	17%
Turbinas de gas	557	20%
Hidráulica y Hidroéolica	13	0%
Eólica	224	8%
Solar	167	6%
Biomasa	3	0%
Cogeneración y otros	33	1%
Total sistemas eléctricos canarios	**2.831**	**100%**



Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	3.016	34%	3.491
Motores diésel	2.469	28%	5.070
Turbinas de vapor (fuel)	2.524	28%	5.226
Turbinas de gas	247	3%	443
Hidráulica y Hidroéolica	23	0%	1.769
Eólica	396	4%	1.768
Solar	273	3%	1.635
Biomasa	10	0%	3.333
Cogeneración y otros	0	0%	0
Total generación eléctrica	**8.958**	**100%**	**3.164**
Generación neta	**8.958**		



Informacion adicional:

Renovables (GWh) ***679*** *8% de la generación total* *8% demanda b.c.*

A continuación se incluye como referencia el coste variable liquidado de generación térmica a la fecha de este informe de los últimos años para los sistemas de Baleares y Canarias.

Tabla 4. Coste variable de generación térmica en Baleares y Canarias

	COSTE VARIABLE DE GENERACIÓN TÉRMICA (€/MWH)	
	BALEARES	CANARIAS
2009	72,35	102,22
2010	90,21	133,96
2011	99,53	174,24
2012	101,33	179,11
2013	90,69	164,59
2014	87,45	151,00
2015	80,94	107,00
2016	67,05	101,14
2017	67,68	106,41

6.5. Hipótesis de escenarios base y parámetros de sensibilidad en los sistemas eléctricos insulares españoles

Con carácter general en los escenarios base de los sistemas insulares se consideran las siguientes hipótesis:

- Disponibilidad de las infraestructuras planificadas en la red de transporte con horizonte 2020, e infraestructuras ya previstas actualmente en el Anexo II de la planificación para un horizonte posterior con posible impacto significativo en las simulaciones.
- Disponibilidad de infraestructuras de bombeo autorizadas.
- Coste de combustibles utilizados en el escenario Generación Distribuida 2030 del TYNDP 2018. En caso necesario, aspecto que se señala en el escenario en que se aplica, se considera un factor de corrección de dichos costes para considerar el incremento de coste debido a la situación de insularidad de estos sistemas.
- Última estimación de crecimiento interanual de la demanda a largo plazo en dichos sistemas.
- Mejor información disponible de senda de instalación de generación renovable.

Escenario base Baleares

Tabla 5. Características básicas del escenario base 2030 en el sistema eléctrico Baleares

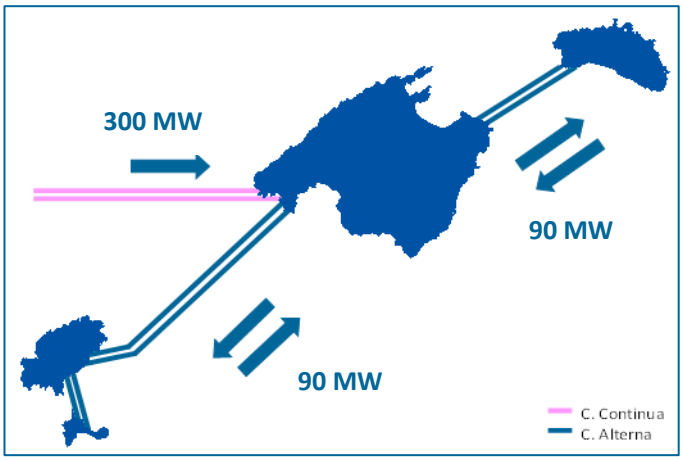
	ESCENARIO BASE SISTEMA BALEARES
Demanda (GWh)	6.669
Demanda punta (MW)	1.444
Grado de electrificación	
Transporte	BAJO
Climatización (bombas de calor)	ALTA
Nivel de eficiencia	MEDIA
Capacidad instalada en (MW)	2.389
Ciclo combinado	858
Motores diésel	182
Turbinas de vapor (carbón)	468
Turbinas de gas	573
Eólica	4
Solar	216
Residuos	75
Cogeneración y otros	14
Precio CO_2 (€/ton)	50
Enlaces considerados	Capacidad de intercambio (MW)
Península-Mallorca	300
Mallorca – Ibiza	90
Mallorca - Menorca	90

Los parámetros más relevantes del escenario base del sistema balear en el horizonte 2030 se detallan en el Gráfico 18. Los aspectos más destacables son:

- Se mantiene la generación térmica con combustibles fósiles actual considerando que en el horizonte de estudio se ha producido el alargamiento de vida útil y adecuación de emisiones industriales requeridas por la Directiva, excepto 33 MW de un grupo en Mahón.
- Crece la potencia instalada de generación renovable, fundamentalmente en fotovoltaica: se pasa de los 78 MW actuales a 216 MW.
- El crecimiento medio anual acumulativo de la demanda es en torno al 1%, lo que conduce a una demanda final en torno a 6.669 GWh.
- Se considera un nivel bajo de electrificación en el sector transporte y elevado en climatización. A la vista de la evolución prevista, el principal aspecto en términos de electrificación será el de climatización. No se considera un incremento significativo de la electrificación en el sector transporte.

La capacidad instalada total en el escenario es de 2.389 MW, de la que un 13% corresponde a generación renovable. El escenario base considera en servicio las infraestructuras -enlaces entre islas- en servicio en la actualidad y aquellas ya planificadas.

Gráfico 18. Capacidad de intercambio (MW) desde la Península hacia Baleares y entre islas en el escenario base 2030



Escenario base Canarias

Los parámetros más relevantes del escenario base para los sistemas canarios en el horizonte 2030 se detallan en la Tabla 6.

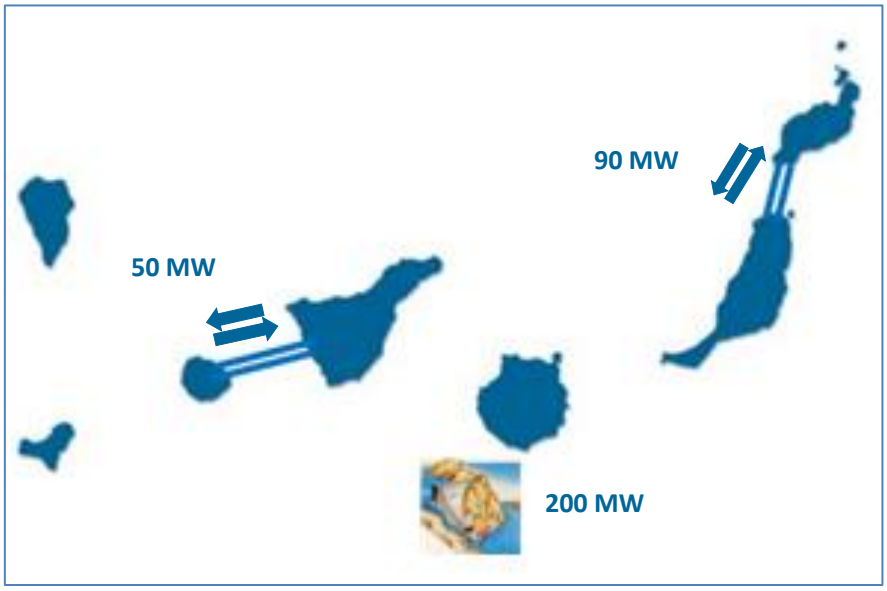
Tabla 6. Características básicas del escenario base 2030 en los sistemas eléctricos canarios

	ESCENARIO BASE SISTEMA CANARIAS
Demanda (GWh)	12.054
Demanda punta (MW)	1.978
Grado de electrificación	
Transporte	BAJO
Climatización (bombas de calor)	BAJO
Nivel de eficiencia	MEDIA
Capacidad instalada en (MW)	3.795
Ciclo combinado	865
Motores diésel	981
Turbinas de vapor (carbón)	297
Turbinas de gas	187
Bombeo puro	211
Eólica	1.015
Solar	235
Cogeneración y otros	4
Precio CO_2 (€/ton)	50
Enlaces considerados	Capacidad de intercambio (MW)
Lanzarote – Fuerteventura	90
Tenerife – La Gomera	50

- Se mantiene gran parte de la generación térmica actual considerando que en el horizonte de estudio se han producido los necesarios alargamientos de vida útil y la adecuación a la Directiva de emisiones industriales. En los casos en que, por motivos de cobertura, se requiere nueva potencia instalada se ha supuesto la instalación de nuevos motores diésel.
- Crece la potencia instalada de generación renovable, fundamentalmente la generación eólica que pasa de los 224 MW actuales a 1.015 MW.
- El crecimiento medio anual acumulativo de la demanda considerado es del 2,3%, lo que conduce a una demanda final en torno a 12.054 GWh, frente a los 8.958 GWh actuales.
- Se considera un nivel bajo de electrificación tanto en el sector transporte como en el de climatización. Debido a las suaves condiciones climatológicas no se considera un incremento relevante en la electrificación en el ámbito de climatización.
- Se incluyen los enlaces ya incluidos en la Planificación vigente entre Lanzarote y Fuerteventura y entre Tenerife y La Gomera.

La capacidad instalada total en el escenario es de 3.795 MW, de la que un 33% corresponde a generación renovable.

Gráfico 19. Capacidad de intercambio (MW) entre islas e instalaciones de bombeo en Canarias en el escenario base 2030



El escenario base utilizado para los sistemas eléctricos canarios considera en servicio las infraestructuras de red de transporte planificadas -principalmente, enlaces entre islas- así como el proyecto autorizado de la central de bombeo de Soria-Chira en la isla de Gran Canaria.

7. Análisis de resultados del escenario Generación Distribuida 2030 (DG 2030) en el sistema peninsular español

Los resultados obtenidos de los estudios de mercado para todos los escenarios y sensibilidades analizadas se van a exponer considerando los siguientes bloques.

- *Estructura de generació*n para los dos años hidráulicos considerados (medio y seco).
- Integración de la generación de la producción renovable: participación y vertidos renovables.
- Emisiones de CO_2 del mix de generación obtenido.
- Intercambios de energía de España con los sistemas eléctricos vecinos.
- Costes de generación.

En el Anexo se presentan las fichas individuales correspondientes a cada una de las simulaciones y sensibilidades evaluadas y para las dos condiciones de hidraulicidad analizadas, siguiendo el formato descrito en el apartado 4.

7.1. Escenario base

Estructura de generación

El mix de generación obtenido en el horizonte 2030 del escenario DG en su traducción a nivel nacional se recoge en la Tabla 7.

La tecnología con mayor peso en el mix de generación es la solar fotovoltaica, seguida de la eólica. Debido al orden de mérito del escenario (ventaja competitiva de los ciclos combinados frente a los grupos de carbón), el hueco térmico que dejan las renovables y la generación nuclear es ocupado en su totalidad por generación con ciclos combinados. Este hueco térmico es mayor en el año hidráulico seco, por lo que hace que la generación de ciclos pase del 10,6% de la generación total en año medio al 14,6% en año seco.

Al comparar los resultados del escenario base en año medio y año seco, se observa una reducción de la generación total de 3.088 GWh al pasar a situación seca. Esta reducción es el resultado de:

- Se reducen la generación hidráulica en 12,5 TWh y la generación eólica[9] en 5,4 TWh.
- Se reduce la utilización del bombeo y baterías con una reducción del consumo en 1,2 TWh.
- Se incrementa la generación de ciclo combinado en 12,6 TWh, la generación de solar PV[10] en 1,9 TWh y la generación termosolar en 0,4 TWh.
- Reducción de las exportaciones por menor competitividad del mix de generación (ver apartado de intercambios internacionales).

[9] Se tiene en cuenta la correlación positiva existente entre producción hidráulica y eólica en la Península.

[10] Se tiene en cuenta la correlación negativa existente entre producción hidráulica y solar – fotovoltaica y termosolar- en la Península.

Tabla 7. Mix de generación del escenario base DG 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA		CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA	
	GWH	%	GWH	%
Demanda (TWh)	296		296	
Generación				
Nuclear	50.868	15,5%	50.868	15,7%
Carbón	0	0,0%	0	0,0%
Ciclo combinado	34.702	10,6%	47.285	14,6%
Hidráulica	32.257	9,9%	19.766	6,1%
Eólica	64.923	19,8%	59.465	18,3%
Solar FV	88.027	26,9%	89.891	27,7%
Termosolar	4.589	1,4%	5.003	1,5%
Resto RES	13.409	4,1%	13.409	4,1%
Cogeneración y otros	38.675	11,8%	38.675	11,9%
Generación total	327.449		324.361	
Almacenamiento				
Consumos	20.319		19.158	
Producción bombeo	10.838		10.268	
Producción baterías	5.319		4.957	
Balance almacenamiento	-4.161		-3.933	

Integración de la generación de la producción renovable: participación y vertidos renovables

La información referente a la producción renovable obtenida en el caso base del escenario DG tanto en año medio como seco, se refleja en la Tabla 8.

Tabla 8. Integración de generación renovable y vertidos escenario base DG 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA	CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA
Total renovables (GWh)	203.205	187.534
Indicadores (%):		
RES/Demanda bc	69%	63%
RES/Gen total	62%	58%
RES/Energía final	29,7%	27,9%
Vertidos:		
GWh	4.399	4.207
% vertidos(*)	2,7%	2,6%

(*) Sobre producible eólico y solar en año medio y año seco.

Los vertidos de renovable prácticamente se mantienen constantes en año medio y seco (se reducen respecto al año medio en 192 GWh). La generación renovable total (que, naturalmente, incluye hidráulica) se reduce en 15.671 GWh. Los valores estimados de

participación de renovables sobre energía final se sitúan en ambas condiciones de hidraulicidad por encima del 27%.

Emisiones de CO_2

Las emisiones asociadas al mix de generación obtenido para el caso base y para los dos años hidráulicos (medio y seco) se recogen en la Tabla 9.

Tabla 9. Emisiones CO_2 escenario base DG 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA	CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA
Emisiones CO_2 totales, kt	12.593	17.245
Variación CO_2 kt	-	4.652
Coste M€	630	862
Variación coste M€	-	232

Nota: La variación de los valores es respecto al caso base con hidraulicidad media.

El total de emisiones CO_2 por generación eléctrica se sitúa entre 12,6 y 17,2 Mt.

El Consejo Europeo en octubre de 2014 refrendó el objetivo, vinculante para la UE, de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión con reducciones en los sectores sujetos y no sujetos al régimen de comercio de derechos de emisión del 43% y del 30%, respectivamente, en 2030 en comparación con 2005. Esta reducción puede ser traducida para España como:

- El valor total de emisiones en España de la actividad de generación eléctrica en 2005 fue de 107,64 MT CO_2-eq. La reducción del 43% respecto a este valor equivale a 61,35 Mt CO_2.

A partir de dicho valor total de emisiones y utilizando la estimación de reparto de emisiones entre los sistemas no peninsulares y el peninsular, al sistema peninsular en 2005 se le asocian unas emisiones de 102,5 Mt CO_2. Por ello, el valor de referencia para 2030 en el sistema peninsular sería de 53,52 Mt CO_2[11]. Para los sistemas insulares, utilizando como base para el reparto entre los sistemas de Baleares y Canarias el valor de demanda de los mismos, se obtienen como valores de referencia en 2030 de 2,4 Mt CO_2 para Baleares y 4,3 Mt CO_2 para Canarias.

El cambio en el perfil de generación al pasar de año medio a seco (incremento de generación con emisiones) supone un incremento de emisiones de 4,6 Millones de toneladas anuales que se traduce en 232 M€ aproximadamente. Recuérdese que en el escenario DG2030 se asume un coste medio de 50 €/t CO_2.

[11] Téngase en cuenta que las emisiones asociadas a la cogeneración están ligadas al proceso industrial y no están gobernadas por la generación eléctrica que se encuentra supeditada a dicho proceso.

Intercambios de energía de España con los sistemas eléctricos vecinos

Los intercambios de energía presentan valores diferentes si se considera año medio o seco, como se aprecia en la tabla anterior, aunque España mantiene un perfil neto exportador.

El saldo de intercambios es exportador tanto hacia Francia como hacia Portugal. Se observa una reducción del saldo neto exportador de España en 2,9 TWh (6,6 TWh de reducción con Francia y 3,7 TWh de incremento con Portugal) en año seco respecto a año medio. Los valores medios de "*spread*" entre España y Francia se sitúan en el rango 13-16 €/MWh.

Tabla 10. Intercambios entre España, Francia y Portugal escenario base DG 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA	CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA
Saldo neto. GWh (*)	22.446	19.587
Francia	11.442	4.829
Portugal	11.004	14.758
Congestiones (% horas)		
ES-FR	42,3%	42,3%
ES→FR	33,4%	27,1%
ES←FR	8,9%	15,2%
ES-PT	4,0%	5,8%
ES→PT	4,0%	5,8%
ES←PT	0,0%	0,0%
"SPREAD" MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8	13,2

(*) +: exportación (ES→FR); -: importación (ES←FR)

Se detecta congestión en la interconexión España – Francia en el 42% de las horas del año. La congestión en el sentido de España hacia Francia se detecta entre el 27-33% de las horas dependiendo de la hidraulicidad del escenario.

Costes de generación

Tabla 11. Costes de generación en el escenario base DG 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA	CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA
Coste marginal (€/MWh)	52,0	54,6
Variación coste marginal	-	2,6
Coste variable (€/MWh)	52,0	54,6
Variación coste variable	-	2,6
Coste anual de adquisición energía M€	15.395	16.164
Variación coste anual	-	769
Renta congestión (M€)	345	291
Valor vertidos RES (M€)	229	230
Coste variable TOTAL (M€)	15.050	15.873
Variación coste anual (M€)		823
Coste anual por € de variación del coste marginal		321

Nota: La variación de los valores es respecto al caso base con hidraulicidad media.

El coste marginal del sistema es en el conjunto del año el coste total de la energía adquirida en el mercado por los consumidores españoles. Se observa que el coste marginal y el coste variable coinciden dado que la generación síncrona (y en particular térmica) mínima que debe permanecer acoplada queda cubierta con las CCNN que son despachadas por orden dado su bajo coste variable y no es preciso por tanto programar el acoplamiento de generación fuera del orden de mérito como una restricción técnica a nivel global del sistema eléctrico. En términos anuales el coste variable total[12] para el sistema español peninsular pasa de *15.050* M€ en situación media a 15.873 M€/año en situación seca (incremento de *823* M€ equivalente a un *5*% del coste en situación de hidraulicidad media). El incremento de coste variable total del escenario con condiciones de hidraulicidad seca comparado con hidraulicidad media es de 321 M€/año por € de variación del coste marginal.

Valoración de garantía de suministro en condiciones extremas

La simulación presenta posibles situaciones de condiciones de hidraulicidad y condiciones medias de disponibilidad tanto del equipo térmico como de producible renovable. La garantía de suministro exige que en las horas de máxima demanda prevista, el sistema disponga de capacidad de generación disponible suficiente para afrontar condiciones extremas de cobertura: indisponibilidad adicional de generación térmica (observada con una probabilidad del 15%), condiciones de hidraulicidad muy seca (se consideran las observadas en el año 2017), un factor reducido de utilización de la generación renovable (con probabilidad del 95% de ser superado) y falta de apoyo desde los sistemas eléctricos vecinos.

12 El coste variable total se calcula como el coste anual de adquisición de la energía para la demanda del sistema español peninsular descontando la renta de congestión.

Tabla 12. Evaluación de fiabilidad de la cobertura de la demanda máxima del escenario base DG 2030

	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA DISPONIBLE
Hidráulica (incluye bombeo) (MW)	23.050	10.098
Térmica (MW)	32.524	30.559
Renovable (MW):		
Eólica	31.000	2.170
Fotovoltaica	47.150	0
Termosolar	2.300	6
Otras RES	2.550	1.590
Cogeneración y otros (MW)	8.500	4.250
Baterías (MW)	2.358	2.122
Indisponibilidad térmica adicional (MW)		-2.000
Saldo intercambios (+ exportación) (MW)		0
Total disponible (MW)		**48.795**
Demanda máxima (MWh)		48.652
Reserva (MW)		143
IC en condiciones extremas		**1,00**
Potencia adicional		**4.722**
IC con potencia adicional (*)		**1,10**

(*) Derivado de, entre otras, la Resolución de 25 de julio de 2006 de la Dirección General de Política Energética y Minas sobre interrumpibilidad en el sistema gasista y la Orden ITC/2794/2007 de 27 de septiembre, sobre tarifas eléctricas.

El indicador de la capacidad del sistema para responder a estas situaciones se define habitualmente por el índice de cobertura o cociente entre la generación disponible y el valor de demanda. El valor mínimo del índice de cobertura mínimo se calcula en las condiciones extremas antes descritas y se considera que no debe ser inferior a 1,1. En la tabla anterior se presenta la evaluación del índice de cobertura en la hora de máxima demanda del escenario.

Como resultado se detecta una necesidad de potencia firme adicional del orden de 4.700 MW para garantizar la cobertura de la demanda en situación extrema en el escenario.

A continuación, en los siguientes apartados, se exploran los resultados obtenidos de la modificación de algunos parámetros de interés frente al escenario base DG 2030 para el sistema peninsular. La siguiente tabla sintetiza en qué apartado se presentan los resultados de la simulación correspondiente y las características del escenario alternativo.

Tabla 13. Análisis de sensibilidad sobre el escenario base DG: parámetro modificado, apartado y tablas de resultados

ESCENARIO BASE (DG)	ESCENARIO ALTERNATIVO	APARTADO (TABLAS)		ESCENARIO ALTERNATIVO	APARTADO (TABLAS)
Apartado: 7.1 (Tablas 7 a 12) Demanda = 296 TWh NTC ESP-FR = 5.000 MW Precio CO_2 = 50 € t/CO_2 Carbón = 847 MW Nuclear = 7.117 MW Eólica = 31.000 MW FV = 47.150 MW	Reducción demanda (de 296 a 285 TWh)	7.2. (Tabla 14 y Tabla 15)			
	Cierre parcial nuclear (de 7.187 a 2.033 MW)	7.3 (Tabla 17 y Tabla 18)			
	Cierre total nuclear (de 7.187 a 0 MW)	7.4 (Tabla 17 y Tabla 18)			
	Incremento NTC ESP-FR (de 5.000 a 8.000 MW)	7.5 (Tabla 19 y Tabla 20)			
	Carbón = 4.660 MW (=ST) 33 € t/ CO_2 (=ST) 7,5 €/t CO_2 (≈actual)	8.1 (Tabla 21 y Tabla 22)			
	Carbón = 9.536 MW (actual) 33 €/t CO_2 (=ST) 7,5 € t/ CO_2 (≈actual)	8.1 (Tabla 23 y Tabla 24)		Aumento demanda (de 296 a 320 TWh)	8.5 (Tabla 36 y Tabla 37)
	Carbón = 4.660 MW (=ST) 9.536 MW (actual) y 39 € t/ CO_2	8.1 (Tabla 25 y Tabla 26)			
	Aumento renovable (W de 31.000 a 47.500 MW; FV de 47.150 a 77.000 MW) + baterías	8.2 (Tabla 27 y Tabla 28)	→ (+)	Aumento y cambio mix renovable (W de 31.000 a 77.000 MW); FV de 47.150 a 47.500 MW)	8.4 (Tabla 31 y Tabla 32)
			→ (+)	Aumento demanda (de 296 TWh a 320 TWh)	8.5 (Tabla 34 y Tabla 35)
	Cambio mix renovable (W de 31.000 a 47.150 MW; FV de 47.150 a 31.000 MW)	8.3 (Tabla 29 y Tabla 30)			

7.2. Efecto de la reducción de la demanda eléctrica en el sistema español

Este primer análisis de sensibilidad estudia el efecto de reducir la demanda en el sistema eléctrico peninsular español desde los 296 TWh del caso base a 285 TWh en 2030. Esta reducción equivale a considerar un crecimiento anual del 0,9% frente a 1,2% del escenario base.

Los cambios más significativos respecto al escenario base son:

- En términos globales se reduce la generación entre 10 y 13 TWh dependiendo de la hidraulicidad del escenario.
- Se reduce la generación de ciclo combinado en 8,7 y 12,3 TWh en año medio y seco, respectivamente.
- La utilización de recursos de almacenamiento se incrementa entre un 10,8% y un 11,8% según la hidraulicidad sea media o seca.
- La suma de generación eólica y fotovoltaica se reduce entre 1,1 TWh y 0,7 TWh dependiendo de la situación de hidraulicidad. La generación renovable total, incluyendo generación hidráulica, se reduce entre 1.235 GWh y 816 GWh en año medio y seco respectivamente. Los vertidos de eólica y solar se incrementan entre un 11-22% respecto al caso base con demanda superior. Debido a la reducción más severa de la generación en su conjunto que la que presenta la generación renovable los valores de participación de generación renovable sobre energía final se incrementan en un 0,9% manteniéndose por encima del 27%.
- Como consecuencia de la reducción de generación térmica el nivel de emisiones del sistema se reduce, lo que supone una disminución de los costes de emisión de unos 160 y 230 M€/año, según se trate de hidraulicidad media o seca.
- España mantiene el perfil netamente exportador: en términos globales, el saldo de intercambio se incrementa en un 3% en situación de hidraulicidad media (23.213 GWh frente a 22.446 GWh en el caso de demanda superior) mientras que en situación de hidraulicidad seca se reduce en un 13% (17.127 GWh frente a 19.587 GWh en el caso de demanda superior).
- La congestión en la interconexión España – Francia se mantienen en el 42% en año medio y se reduce del 42% al 36% en año seco.
- Se observa una reducción del coste variable de generación anual del sistema español entre un 5% y un 9% (2,6-4,7 €/MWh que equivale a 1.369 – 1.906 M€/año) dependiendo de la hidraulicidad del escenario.
- En términos relativos a la variación de coste marginal el incremento de coste variable total es de 410-513 M€/año por € de variación del coste marginal.
- En este escenario la necesidad de potencia de respaldo se reduce a 2.000 MW.

En las tablas 14 y 15 se presentan los principales resultados e hipótesis de las simulaciones base y del análisis de sensibilidad a la reducción de la demanda en el sistema eléctrico español peninsular.

Tabla 14. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad a la reducción de la demanda en el sistema eléctrico español peninsular

	ESCENARIO DG Caso base hid media			ESCENARIO DG Caso base demanda 285 TWh (reducción inc. anual en 0,3%) hid media			ESCENARIO DG Caso base hid seca			ESCENARIO DG Caso base demanda 285 TWh (reducción inc. anual en 0,3%) hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			285			296			285		
GENERACIÓN GWh	327.449	*100,0%*		317.490	*100,0%*		324.361	*100,0%*		311.175	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*15,5%*		50.868	*16,0%*		50.868	*15,7%*		50.868	*16,3%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*
Ciclo combinado	34.702	*10,6%*		25.978	*8,2%*		47.285	*14,6%*		34.915	*11,2%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.413*		*24.560*	*1.058*		*24.560*	*1.925*		*24.560*	*1.422*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*10,2%*		19.766	*6,1%*		19.766	*6,4%*	
Eólica	64.923	*19,8%*		64.014	*20,2%*		59.465	*18,3%*		58.902	*18,9%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.094*		*31.000*	*2.065*		*31.000*	*1.918*		*31.000*	*1.900*
Solar FV	88.027	*26,9%*		87.795	*27,7%*		89.891	*27,7%*		89.737	*28,8%*	
Horas equiv.p.c.		*47.150*	*1.867*		*47.150*	*1.862*		*47.150*	*1.906*		*47.150*	*1.903*
Termosolar	4.589	*1,4%*		4.495	*1,4%*		5.003	*1,5%*		4.906	*1,6%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*4,2%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,3%*	
Cogen y otros	38.675	*11,8%*		38.675	*12,2%*		38.675	*11,9%*		38.675	*12,4%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-4.161			-4.643			-3.933			-4.413		
Consumo bombeo y baterías	20.319			22.522	10,8%		19.158			21.422	11,8%	
Producción baterías	5.319			5.879	10,5%		4.957			5.466	10,3%	
Producción bombeo	10.838			12.000	10,7%		10.268			11.544	12,4%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	203.205			201.970	-0,6%		187.534			186.718	-0,4%	
Vertidos renovable GWh	4.399			5.375	22%		4.207			4.676	11%	
INTERCONEXIONES												
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	22.446			23.213	3%		19.587			17.127	-13%	
FRANCIA	11.442			14.964	31%		4.829			4.883	1%	
PORTUGAL	11.004			8.249	-25%		14.758			12.244	-17%	
Congestiones (% horas)												
ES-FR	42,29%			42,24%	0%		42,30%			35,76%	-15%	
ES ->FR	33,44%			36,77%	10%		27,10%			26,32%	-3%	
FR ->ES	8,86%			5,47%	-38%		15,20%			9,44%	-38%	
ES-PT	4,00%			2,21%	-45%		5,80%			4,93%	-15%	
ES ->PT	4,00%			1,54%	-61%		5,80%			4,90%	-16%	
PT -> ES	0,00%			0,67%			0,00%			0,03%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8			16,2	2%		13,2			12,9	-2%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345			358	4%		291			282	-18%	
Δ renta congestión				13						-9		

Tabla 15. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad a la reducción de la demanda en el sistema eléctrico peninsular español

	ESCENARIO DG Caso base hid media	ESCENARIO DG Caso base demanda 285 TWh (reducción inc. anual en 0,3%) hid media		ESCENARIO DG Caso base hid seca		ESCENARIO DG Caso base demanda 285 TWh (reducción inc. anual en 0,3%) hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	229	254	11%	230		243	6%
COSTES DEL SISTEMA							
Coste marginal (€/MWh)	52,0	47,3	-9%	54,6		51,9	-5%
Δ coste marginal		-4,7				-2,6	
Coste variable generación (€/MWh)	52,0	47,4	-9%	54,6		52,0	-5%
Δ coste variable generación		-4,6				-2,7	
Total anual coste vble gen (M€)	15.395	13.489	-12%	16.164		14.795	-8%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		-1.906				-1.369	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345	358	4%	291		282	-18%
COSTE VARIABLE TOTAL[(1)] (M€ anuales)	15.050	13.131	-13%	15.873	5%	14.513	-9%
Δ respecto a caso base		-1.919				-1.360	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		410				513	
Emisiones CO_2 (kt)	12.593	9.350		17.245		12.663	
Incremento CO2 kt		-3.243	-26%			-4.582	-27%
Coste M€	630	468	-26%	862		633	-27%
Incremento coste M€		-162				-229	
Indicadores participación RES (%)							
RES/demanda	69%	71%	3%	63%		66%	3%
RES/Gen total	62%	64%	3%	58%		60%	4%
RES/energía final (estimación)	29,7%	30,6%	3%	27,9%		28,8%	3%

(1) *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

7.3. Efecto del cierre parcial del parque nuclear en España en el escenario DG 2030

Con el objeto de analizar el efecto de una reducción de la potencia nuclear en el parque español, se lleva cabo la simulación del escenario obtenido al suponer el cierre parcial del parque nuclear, bajando de 7.117 MW a 2.033 MW de capacidad instalada, es decir, cierre de cinco de los siete grupos de las centrales nucleares consideradas en el caso base. Los aspectos más relevantes observados son:

- Reducción de la generación total de entre 8 y 6,9 TWh en año medio y seco respectivamente. La generación nuclear se reduce en 36 TWh y la generación de ciclo combinado aumenta su producción entre 26,7 y 27,7 TWh.
- En cuanto a la generación renovable, la sustitución de la generación nuclear por generación térmica con un funcionamiento más flexible, permite incrementos de generación renovable aunque muy poco relevantes. Asimismo, este incremento en la flexibilidad de la generación térmica tiene como consecuencia una reducción significativa de la utilización de recursos de almacenamiento (sobre un 12% respecto al caso base). La generación renovable aumenta 1.522 GWh y 1.616 GWh en año medio y seco respectivamente respecto al caso base. Se incrementa la generación eólica en 1,2 y 1,4 TWh y la solar entre 0,2 y 0,3 TWh y se reducen los vertidos respecto al caso base en un 25% (año medio) y 27% (año seco).
- El saldo exportador de intercambio se reduce entre 7,5 TWh y 6,4 TWh respecto al escenario base llegando en el caso de hidraulicidad seca a cambiar el sentido del saldo de intercambio con Francia pasando a ser importador: del saldo exportador de 4,8 TWh del escenario base se pasa a 0,3 TWh de saldo importador con Francia.
- El nivel de emisiones del sistema se incrementa con el cierre de las cinco centrales nucleares en unas 10 Mt CO_2 lo que supone un incremento del 76%.
- El cierre de parte del parque nuclear provoca un incremento notable de los costes de generación: el coste marginal del sistema se incrementa entre 2,5 y 3,2 €/MWh respecto al escenario base debido a la sustitución de la generación nuclear por generación térmica de coste más elevado (ciclo combinado). Adicionalmente, el cierre de nucleares hace necesaria la programación de grupos térmicos para garantizar en todo momento un valor mínimo de potencia síncrona acoplada, reserva rodante y generación firme de respaldo a la renovable. El valor final de coste variable de generación se incrementa entre 6,5 y 7,1 €/MWh respecto al escenario base.
- El coste anual para la demanda en España del coste variable de generación sufre un incremento de 2.109-1.910 M€ en el caso de cierre de cinco grupos (14-12%), dependiendo de las condiciones de hidraulicidad.
- En términos anuales el coste variable total para el sistema español peninsular se incrementa entre 2.154 -1.946 M€/año en el caso de cierre de cinco grupos nucleares. En términos relativos a la variación de coste marginal el incremento de coste variable total es de 684 - 775 M€/año por € de variación del coste marginal.

7.4. Cierre total del parque nuclear en España

El efecto del cierre del parque nuclear se resume en:

- Reducción de la generación total de entre 8 y 6,8 TWh en año medio y seco respectivamente. La generación nuclear se reduce en 50,8 TWh y la generación de ciclo combinado aumenta su producción entre 41,3 y 42,4 TWh.
- En cuanto a la generación renovable, la sustitución de la generación nuclear por generación térmica con un funcionamiento más flexible, permite incrementos de generación renovable aunque muy poco relevantes. Asimismo, el incremento en la flexibilidad de la generación térmica tiene como consecuencia una reducción significativa de la utilización de recursos de almacenamiento (alrededor de un 12%). La generación renovable aumenta 1.530 GWh y 1.621 GWh en año medio y seco respectivamente respecto al caso base. Se incrementa la generación eólica en 1,2 y 1,4 TWh y la solar entre 0,3 y 0,2 TWh y se reducen los vertidos respecto al caso base en un 25% (año medio) y 27% (año seco).
- El saldo exportador de intercambio se reduce entre 7,5 TWh y 6,4 TWh respecto al escenario base llegando en el caso de hidraulicidad seca a cambiar el sentido del saldo de intercambio con Francia pasando a ser importador: del saldo exportador de 4,8 TWh del escenario base se pasa a 0,3 TWh de saldo importador con Francia.
- El coste marginal del sistema se incrementa entre 2,5 y 3,2 €/MWh suponiendo un 5-6% de incremento respecto al caso base.
- El valor final de coste variable de generación se incrementa a 10,1-10,8 €/MWh en caso de cierre total del parque nuclear por la necesaria programación de grupos térmicos adicionales.
- El coste anual para la demanda en España del coste variable de generación sufre un incremento de 3.192 – 2.991 M€ (21-19%).
- El coste variable total se incrementa entre 3.237 – 3.027 M€/año. En términos relativos a la variación del coste marginal el incremento de coste variable total es de 1.020 - 1.195 M€/año por € de variación del coste marginal.
- El nivel de emisiones del sistema se incrementa para el cierre total del parque nuclear en 14,8 - 15,1 Mt CO_2 anuales (88% -117%) respecto al escenario base. En situación seca, el cierre de la totalidad del parque nuclear conlleva un valor de emisiones de 32,40 Mt CO_2.
- En el escenario de hidraulicidad seca el saldo de intercambio con Francia pasa a ser importador.

En las Tablas 17 y 18 se presentan los principales resultados e hipótesis de las simulaciones base y de los análisis de sensibilidad considerando el cierre de cinco grupos nucleares y de la totalidad del parque nuclear.

La evaluación del índice de cobertura en la hora de máxima demanda del escenario.

Tabla 16. Evaluación de fiabilidad de la cobertura de la demanda máxima del escenario DG 2030 con cierre total del parque nuclear

	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA DISPONIBLE
Hidráulica (incluye bombeo) (MW)	23.050	10.098
Térmica (MW)	25.407	23.442
Renovable (MW)		
Eólica	31.000	2.170
Fotovoltaica	47.150	0
Termosolar	2.300	11
Otras RES	2.550	1.590
Cogeneración y otros (MW)	8.500	4.250
Baterías (MW)	2.358	2.122
Indisponibilidad térmica adicional (MW)		-2.000
Saldo intercambios (+ exportación) (MW)		0
Total disponible (MW)		**41.683**
Demanda máxima (MWh)		48.652
Reserva (MW)		-6.969
IC en condiciones extremas		**0,86**
Potencia adicional		**11.834**
IC con potencia adicional		**1,10**

Se detecta una necesidad de potencia firme adicional de unos 11.800 MW para garantizar un valor de 1,1 de índice de cobertura en situación extrema, lo que supone un incremento en esta necesidad de 7.100 MW respecto al escenario base.

Tabla 17. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad al cierre parcial y total del parque nuclear

	ESCENARIO DG Caso base hid media			ESCENARIO DG Caso cierre 5 grupos nucleares hid media			ESCENARIO DG Caso cierre total nucleares hid media			ESCENARIO DG Caso base hid seca			ESCENARIO DG Caso cierre 5 grupos nucleares hid seca			ESCENARIO DG Caso cierre total nucleares hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			296			296			296			296			296		
GENERACIÓN GWh	327.449	*100,0%*		319.396	*100,0%*		319.423	*100,0%*		324.361	*100,0%*		317.469	*100,0%*		317.529	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*15,5%*		14.614	*4,6%*		0	*0,0%*		50.868	*15,7%*		14.614	*4,6%*		0	*0,0%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*
Ciclo combinado	34.702	*10,6%*		61.381	*19,2%*		76.014	*23,8%*		47.285	*14,6%*		75.030	*23,6%*		89.699	*28,2%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.413*		*24.560*	*2.499*		*24.560*	*3.095*		*24.560*	*1.925*		*24.560*	*3.055*		*24.560*	*3.652*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*10,1%*		32.257	*10,1%*		19.766	*6,1%*		19.766	*6,2%*		19.766	*6,2%*	
Eólica	64.923	*19,8%*		66.160	*20,7%*		66.167	*20,7%*		59.465	*18,3%*		60.824	*19,2%*		60.829	*19,2%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.094*		*31.000*	*2.134*		*31.000*	*2.134*		*31.000*	*1.918*		*31.000*	*1.962*		*31.000*	*1.962*
Solar FV	88.027	*26,9%*		88.203	*27,6%*		88.203	*27,6%*		89.891	*27,7%*		90.022	*28,4%*		90.022	*28,4%*	
Horas equiv.p.c.		*47.150*	*1.867*		*47.150*	*1.871*		*47.150*	*1.871*		*47.150*	*1.906*		*47.150*	*1.909*		*47.150*	*1.909*
Termosolar	4.589	*1,4%*		4.699	*1,5%*		4.699	*1,5%*		5.003	*1,5%*		5.130	*1,6%*		5.129	*1,6%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*4,2%*		13.409	*4,2%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,2%*		13.409	*4,2%*	
Cogen y otros	38.675	*11,8%*		38.675	*12,1%*		38.675	*12,1%*		38.675	*11,9%*		38.675	*12,2%*		38.675	*12,2%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-4.161			-3.649			-3.650			-3.933			-3.458			-3.458		
Consumo bombeo y baterías	20.319			17.898	-11,9%		17.900	-11,9%		19.158			16.910	-11,7%		16.911	-11,7%	
Producción baterías	5.319			4.782	-10,1%		4.783	-10,1%		4.957			4.459	-10,0%		4.459	-10,0%	
Producción bombeo	10.838			9.466	-12,7%		9.467	-12,6%		10.268			8.993	-12,4%		8.994	-12,4%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	203.205			204.727	0,7%		204.735	0,8%		187.534			189.150	0,9%		189.155	0,9%	
Vertidos renovable GWh	4.399			3.311	-25%		3.304	-25%		4.207			3.071	-27%		3.066	-27%	
INTERCONEXIONES																		
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	22.446			14.906	-34%		14.933	-33%		19.587			13.171	-33%		13.231	-32%	
FRANCIA	11.442			5.300	-54%		5.329	-53%		4.829			-318	-107%		-318	-107%	
PORTUGAL	11.004			9.606	-13%		9.604	-13%		14.758			13.489	-9%		13.549	-8%	
Congestiones (% horas)																		
ES-FR	42,29%			40,40%	-4%		40,35%	-5%		42,30%			43,90%	4%		43,70%	3%	
ES ->FR	33,44%			27,80%	-17%		27,87%	-17%		27,10%			22,80%	-16%		22,79%	-16%	
FR ->ES	8,86%			12,60%	42%		12,49%	41%		15,20%			21,10%	39%		20,91%	38%	
ES-PT	4,00%			2,80%	-30%		2,60%	-35%		5,80%			4,30%	-26%		4,21%	-27%	
ES ->PT	4,00%			2,80%	-30%		2,59%	-35%		5,80%			4,30%	-26%		4,21%	-27%	
PT -> ES	0,00%			0,00%			0,01%			0,00%			0,00%	-100%		0,00%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8			13,7	-13%		13,8	-13%		13,2			11,7	-12%		11,6	-12%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345			300	-13%		300	-13%		291			255	-26%		255	-26%	
Δ renta congestión				-45			-45						-36			-36		

Tabla 18. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad al cierre parcial y total del parque nuclear

	ESCENARIO DG Caso base hid media	ESCENARIO DG Caso cierre 5 grupos nucleares hid media		ESCENARIO DG Caso cierre total nucleares hid media		ESCENARIO DG Caso base hid seca		ESCENARIO DG Caso cierre 5 grupos nucleares hid seca		ESCENARIO DG Caso cierre total nucleares hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	229	183	-20%	182	-20%	230		175	-24%	175	-24%
COSTES DEL SISTEMA											
Coste marginal (€/MWh)	52,0	55,2	6%	55,2	6%	54,6		57,1	5%	57,1	5%
Δ coste marginal		3,2		3,2				2,5		2,5	
Coste variable generación (€/MWh)	52,0	59,1	14%	62,8	21%	54,6		61,1	12%	64,7	19%
Δ coste variable generación		7,1		10,8				6,5		10,1	
Total anual coste vble gen (M€)	15.395	17.504	14%	18.587	21%	16.164		18.074	12%	19.155	19%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		2.109		3.192				1.910		2.991	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345	300	-13%	300	-13%	291		255	-26%	255	-26%
COSTE VARIABLE TOTAL[1] (M€ anuales)	15.050	17.204	14%	18.287	22%	15.873	5%	17.819	12%	18.900	19%
Δ respecto a caso base		2.154		3.237				1.946		3.027	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		684		1.020				775		1.195	
Emisiones CO_2 (kt)	12.593	22.198		27.373		17.245		27.206		32.398	
Incremento CO2 kt		9.605	76%	14.780	117%			9.961	58%	15.153	88%
Coste M€	630	1.110	76%	1.369	117%	862		1.360	58%	1.620	88%
Incremento coste M€		480		739				498		758	
Indicadores participación RES (%)											
RES/demanda	69%	69%	1%	69%	1%	63%		64%	1%	64%	1%
RES/Gen total	62%	64%	3%	64%	3%	58%		60%	3%	60%	3%
RES/energía final (estimación)	29,7%	30,6%	3%	30,6%	3%	27,9%		28,8%	3%	28,8%	3%

[1] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

7.5. Incremento NTC España – Francia a 8.000 MW en el escenario DG

Los aspectos más relevantes de los resultados obtenidos al considerar el incremento de la capacidad de intercambio ES-FR desde 5.000 MW en el escenario base a 8.000 MW son los siguientes:

- Como primer aspecto se evalúa un aumento de la generación total en el sistema español de entre 5,5 y 3,3 TWh en año medio y seco, respectivamente. Este aumento es el resultado de un incremento en la producción de la generación de ciclo combinado en 3,5 y 1,4 TWh en año medio y seco y de la generación renovable en 1,9 y 1,8 TWh en ambas situaciones de hidraulicidad. En particular la producción de la generación eólica se incrementa entre 1,6 y 1,7 TWh y la de la solar entre 0,3 y 0,2 TWh. Los valores de vertidos de eólica y solar se reducen en un 30% respecto al escenario base.
- El nivel de emisiones del sistema se incrementa ligeramente, lo que supone un sobrecoste por este concepto de unos 66 y 27 M€/año.
- España mantiene el perfil netamente exportador siendo posible un incremento de los valores del saldo de intercambio en 54% y 72% respecto al caso base, dependiendo del año hidráulico. La congestión en la interconexión España – Francia se sitúa por debajo del 30% de las horas del año. La congestión en el sentido de España hacia Francia se detecta entre el 20-24% de las horas dependiendo de la hidraulicidad del escenario. Los valores medios de spread entre España y Francia se sitúan en el rango 9-10,5 €/MWh.
- Los valores de coste marginal en España se incrementan entre un 5-6% por el efecto de incrementar el saldo exportador hacia Francia. El coste total anual por costes variable de generación para la demanda en España se incrementa entre 740 – 990 M€/ año.
- El coste variable total se incrementa entre 969 – 711 M€/año. El incremento de coste variable total es de 294 – 286 M€ por € de variación del coste marginal.
- No se ha monetizado el beneficio para los consumidores derivado del incremento de la seguridad de suministro que es consecuencia de la existencia de una interconexión más fuerte, ni tampoco los beneficios que se producirían al poderse incrementar la reserva de regulación y los servicios transfronterizos de balance compartidos con otros sistemas centroeuropeos.
- El refuerzo de la interconexión España-Francia hasta 8.000 MW permitiría compartir reservas del sistema centro-europeo, salvo en puntas extremas coincidentes en los sistemas interconectados, produciendo el consiguiente efecto reductor de los costes, si bien no se dispone de los datos necesarios para la cuantificación de esa reserva compartida.

En las Tablas 19 y 20 se presentan los principales resultados e hipótesis de las simulaciones base y de los análisis de sensibilidad considerando el incremento de la capacidad comercial de intercambio España – Francia.

Tabla 19. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad al incremento de capacidad comercial de intercambio ES-FR

	ESCENARIO DG Caso base hid media			ESCENARIO DG Caso refuerzo E-F 8000 MW hid media			ESCENARIO DG Caso base hid seca			ESCENARIO DG Caso refuerzo E-F 8000 MW hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			296			296			296		
GENERACIÓN GWh	327.449	*100,0%*		332.920	*100,0%*		324.361	*100,0%*		327.679	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*15,5%*		50.868	*15,3%*		50.868	*15,7%*		50.868	*15,5%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*
Ciclo combinado	34.702	*10,6%*		38.227	*11,5%*		47.285	*14,6%*		48.700	*14,9%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.413*		*24.560*	*1.556*		*24.560*	*1.925*		*24.560*	*1.983*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*9,7%*		19.766	*6,1%*		19.766	*6,0%*	
Eólica	64.923	*19,8%*		66.567	*20,0%*		59.465	*18,3%*		61.155	*18,7%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.094*		*31.000*	*2.147*		*31.000*	*1.918*		*31.000*	*1.973*
Solar FV	88.027	*26,9%*		88.183	*26,5%*		89.891	*27,7%*		89.976	*27,5%*	
Horas equiv.p.c.		*47.150*	*1.867*		*47.150*	*1.870*		*47.150*	*1.906*		*47.150*	*1.908*
Termosolar	4.589	*1,4%*		4.735	*1,4%*		5.003	*1,5%*		5.131	*1,6%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*4,0%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,1%*	
Cogen y otros	38.675	*11,8%*		38.675	*11,6%*		38.675	*11,9%*		38.675	*11,8%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-4.161			-3.666			-3.933			-3.464		
Consumo bombeo y baterías	20.319			18.102	-10,9%		19.158			17.052	-11,0%	
Producción baterías	5.319			4.988	-6,2%		4.957			4.640	-6,4%	
Producción bombeo	10.838			9.448	-12,8%		10.268			8.948	-12,9%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	203.205			205.151	1,0%		187.534			189.436	1,0%	
Vertidos renovable GWh	4.399			3.035	-31%		4.207			2.849	-32%	
INTERCONEXIONES												
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	22.446			28.413	27%		19.587			23.374	19%	
FRANCIA	11.442			17.581	54%		4.829			8.294	72%	
PORTUGAL	11.004			10.832	-2%		14.758			15.080	2%	
Congestiones (% horas)												
ES-FR	42,29%			28,74%	-32%		42,30%			26,40%	-38%	
ES ->FR	33,44%			24,14%	-28%		27,10%			19,10%	-30%	
FR ->ES	8,86%			4,60%	-48%		15,20%			7,30%	-52%	
ES-PT	4,00%			3,16%	-21%		5,80%			5,50%	-5%	
ES ->PT	4,00%			3,16%	-21%		5,80%			5,50%	-5%	
PT -> ES	0,00%			0,00%			0,00%			0,00%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8			10,5	-34%		13,2			9,1	-32%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345			366	6%		291			318	-8%	
Δ renta congestión				21						27		

Tabla 20. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad al incremento de capacidad comercial de intercambio ES-FR

	ESCENARIO DG Caso base hid media		ESCENARIO DG Caso refuerzo E-F 8000 MW hid media		ESCENARIO DG Caso base hid seca		ESCENARIO DG Caso refuerzo E-F 8000 MW hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	229		168	-27%	230		163	-29%
COSTES DEL SISTEMA								
Coste marginal (€/MWh)	52,0		55,3	6%	54,6		57,1	5%
Δ coste marginal			3,3				2,5	
Coste variable generación (€/MWh)	52,0		55,4	6%	54,6		57,1	5%
Δ coste variable generación			3,3				2,5	
Total anual coste vble gen (M€)	15.395		16.385	6%	16.164		16.902	5%
Δ total anual coste vble gen. (M€)			990				738	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345		366	6%	291		318	-8%
COSTE VARIABLE TOTAL[(1)] (M€ anuales)	15.050		16.019	6%	15.873	5%	16.584	4%
Δ respecto a caso base			969				711	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)			294				286	
Emisiones CO_2 (kt)	12.593		13.918		17.245		17.773	
Incremento CO2 kt			1.325	11%			528	3%
Coste M€	630		696	11%	862		889	3%
Incremento coste M€			66				26	
Indicadores participación RES (%)								
RES/demanda	69%		69%	1%	63%		64%	1%
RES/Gen total	62%		62%	-1%	58%		58%	0%
RES/energía final (estimación)	29,7%		29,7%	0%	27,9%		27,9%	0%

(1) *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

8. OTROS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

8.1. Modificación del escenario DG 2030 para identificar condiciones con funcionamiento del parque de generación con carbón

En el caso base del escenario DG 2030, las hipótesis de coste de combustible y precio de emisiones conllevan en el sistema español una ventaja competitiva de los ciclos combinados frente a los grupos de carbón de 5,2 €/MWh en términos de coste variable. Como consecuencia la producción de los grupos de carbón en el sistema español resulta nula.

Con las hipótesis de coste de combustibles del escenario DG 2030 se requeriría una reducción en el precio de emisiones desde los 50 €/t CO_2 hasta 41,5 €/t CO_2 para que el coste variable de los ciclos combinados y los grupos de carbón en el sistema español fuese prácticamente equivalente. Con objeto de estudiar posibles escenarios en el sistema con producción de los grupos de carbón, se plantea un estudio de sensibilidad modificando el escenario base en:

- Potencia instalada de generación con carbón igual a la utilizada en el escenario ST 2030 del TYNDP 2018 (4.660 MW).
- Cambio del coste de emisiones de 50 €/t CO_2 a 33,3 €/t CO_2 (hipótesis escenario ST).
- Cambio del coste de emisiones de 50 €/t CO_2 a 7,5 €/t CO_2 (valor equiparable al actual).

La reducción del coste de emisiones CO_2 tiene efectos similares en los casos de coste de 33,3 €/t CO_2 y 7,5 €/TCO_2 siendo más amplificados en este último caso. En la Tablas 21 y 22 se presentan los resultados detallados de estos escenarios modificados junto con los correspondientes a los casos base del escenario DG 2030.

Los principales efectos de incrementar la potencia instalada de generación con carbón a 4.660 MW con respecto al caso base DG y al mismo tiempo de reducir el coste de CO_2 hasta 33,3 o 7,5 €/t pueden resumirse en:

- El cambio en el orden de mérito derivado de la modificación del coste de emisiones se traduce en una producción de generación con carbón que varía entre 23.146-26.554 GWh (4.967 -5.698 horas equivalentes de funcionamiento anual) para un coste de emisiones de 7,5 €/t CO_2. Para un valor de coste de emisiones de 33,3 €/t CO_2 se obtiene una producción de generación con carbón que varía entre 20.626 GWh – 24.059 GWh (4.426-5.163 horas equivalentes de funcionamiento anual).
- La reducción del precio de emisiones respecto a 50 €/t CO_2 del escenario base hasta 33,3 o 7,5 €/t CO_2 tiene como consecuencia una reducción del coste marginal del sistema que se encuentra en el rango que va de 5,5 a 15,8 €/MWh (10- 30%). El coste anual para la demanda en España peninsular del coste variable de generación se sitúa entre 10.720 y 14.554 M€ (valores base 15.395 M€ y 16.164 M€) lo que supone que la reducción se encuentre en el intervalo que va de 1.610 a 4.675 M€.
- En términos relativos a la variación de coste marginal la reducción de coste variable total es de 286-297 M€/año por € de variación del coste marginal.
- La generación con ciclo combinado se ve reducida entre 10 y 15 TWh. Se observa un incremento significativo en la utilización de bombeo y baterías que se incrementa hasta el 23,6% en términos de consumo de bombeo y baterías en el escenario con 7,5 €/t CO_2 y

situación de hidraulicidad seca para gestionar la integración de generación renovable debido a la menor flexibilidad de los grupos de carbón respecto a los ciclos combinados.

- El incremento de la generación con carbón en los escenarios tiene como consecuencia, debido al mayor volumen de emisiones de esta generación respecto al ciclo combinado de gas natural, un aumento en los valores de emisiones de CO_2, alcanzándose valores de emisiones de 30,7 - 37,4 Mt CO_2 (incremento del 144% - 117% respecto al escenario base) para 33,3 €/t CO_2 y 33,0 - 39,6 Mt CO_2 (incremento del 162% - 130% respecto al escenario base) para 7,5 €/t CO_2.
- La generación renovable se ve reducida por la inclusión en el mix de generación térmica con un funcionamiento menos flexible y, como consecuencia, se observa una reducción en la participación de renovables sobre energía final. En particular, en escenarios de hidraulicidad seca el valor se sitúa ligeramente por debajo del 27% para valores de coste de emisiones de 33,3 €/t CO_2 y 7,5 €/t/ CO_2. En el caso de año medio se mantiene por encima del 27%.
- A la vista de los resultados, para una potencia de generación instalada de carbón de 4.460 MW en el sistema español peninsular bajo las hipótesis de reducción de coste de emisiones a 33,3 €/t CO_2 y 7.5 €/tCO_2 la participación de la generación renovable en la energía final en escenario de hidraulicidad media cumpliría el objetivo del 27% establecido para esta variable, quedándose en un 26,9% en los escenarios de hidraulicidad seca.

Se incluye como referencia adicional la simulación de un escenario con un precio 39 €/tCO_2 para las hipótesis de coste de combustibles del escenario DG 2030 del TYNDP 2018 y una potencia de generación de carbón instalada de 4.660 MW en el sistema español peninsular. Utilizando como valor de coste de emisiones 39 €/t CO_2, se obtienen los siguientes resultados:

- La generación con carbón varía entre 8.834 GWh – 14.556 GWh (1.896 -3.124 horas equivalentes de funcionamiento anual).
- La reducción del precio de emisiones tiene como consecuencia una reducción del coste marginal del sistema, respecto a 50 €/t CO_2 del escenario base, de 4,1-3,4 €/MWh (8 - 6%). El coste anual para la demanda en España del coste variable de generación se sitúa entre 14.208 y 15.168 M€ (valores base 15.395 M€ y 16.164 M€) lo que supone una reducción de 1.187 - 996 M€.
- En términos relativos a la variación de coste marginal la reducción de coste variable total es de 291-292 M€/año por € de variación del coste marginal.
- El saldo de intercambios se incrementa entre el 15 y 21%.
- El nivel de emisiones del sistema se incrementa entre 7,6 – 11,8 Mt CO_2 (incremento del 60% - 68% respecto al escenario base) y, como consecuencia, el incremento de producción de carbón conlleva de 20,2 – 29,1 Mt CO_2.
- La generación renovable se ve reducida por la inclusión en el mix de generación térmica con un funcionamiento menos flexible pero manteniéndose el valor estimado de participación de renovables en energía final por encima del 27%.

Por último, se han simulado escenarios con una potencia de generación de carbón instalada de 9.536 MW (parque actual) en el sistema español peninsular con coste de emisiones de 7,5 €/t CO_2, 33,3 €/t CO_2 y 39 €/t CO_2 para las hipótesis de coste de combustibles del escenario DG 2030 del TYNDP 2018 y con los siguientes resultados:

- Se obtiene una producción de generación con carbón que varía entre 34.898 GWh para 39 €/ t CO_2 y condiciones de hidraulicidad media y 50.723 GWh para 7,5 €/t CO_2 y condiciones de hidraulicidad seca (3.660 – 5.319 horas equivalentes de funcionamiento anual).
- El nivel de emisiones del sistema se incrementa entre 35,9 – 44,4 Mt CO_2 (incremento del 285% – 257% respecto al escenario base) alcanzando valores de 48,5 – 61,6 Mt CO_2. Para un coste de 39 €/t CO_2 se alcanzan valores de 44,3 – 54,9 Mt CO_2.
- La reducción del precio de emisiones respecto a 50 €/t CO_2 del escenario base tiene como consecuencia una reducción del coste marginal del sistema entre 5,5 – 23,3 €/MWh (10 – 45%). El coste anual para la demanda en España del coste variable de generación se sitúa entre 8.494 y 14.525 M€ (valores base 15.395 M€ y 16.164 M€) lo que supone una reducción de 6.901 – 1.639 M€.
- En términos relativos a la variación de coste marginal la reducción de coste variable total es de 301 – 292 M€/año por € de variación del coste marginal.
- La generación renovable se ve reducida por la inclusión en el mix de generación térmica con un funcionamiento menos flexible y como consecuencia se observa la reducción en la participación de renovables situándose en valores inferiores al 27% (26,1% con 33,3 y 39 €/tCO_2 y 25,7% para 7,5 €/t CO_2).

En las Tablas 23 a 26 se presentan los principales resultados e hipótesis de las simulaciones base y de los análisis de sensibilidad considerando el incremento de la potencia instalada de generación de carbón y valor de coste de emisiones de CO_2.

Tabla 21. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad a la modificación de potencia instalada de carbón (4.660 MW) y del coste de emisiones

	ESCENARIO DG Caso base hid media			ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 33€/t CO2 hid media			ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 7,5€/t CO2 hid media			ESCENARIO DG Caso base hid seca			ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 33€/t CO2 hid seca			ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 7,5€/t CO2 hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			296			296			296			296			296		
GENERACIÓN GWh	327.449	*100,0%*		336.272	*100,0%*		338.565	*100,0%*		324.361	*100,0%*		332.643	*100,0%*		335.081	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*15,5%*		50.868	*15,1%*		50.868	*15,0%*		50.868	*15,7%*		50.868	*15,3%*		50.868	*15,2%*	
Carbón	0	*0,0%*		20.626	*6,1%*		23.146	*6,8%*		0	*0,0%*		24.059	*7,2%*		26.554	*7,9%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*4.660*	*4.426*		*4.660*	*4.967*		*847*	*0*		*4.660*	*5.163*		*4.660*	*5.698*
Ciclo combinado	34.702	*10,6%*		24.809	*7,4%*		23.831	*7,0%*		47.285	*14,6%*		33.294	*10,0%*		32.289	*9,6%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.413*		*24.560*	*1.010*		*24.560*	*970*		*24.560*	*1.925*		*24.560*	*1.356*		*24.560*	*1.315*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*9,6%*		32.257	*9,5%*		19.766	*6,1%*		19.766	*5,9%*		19.766	*5,9%*	
Eólica	64.923	*19,8%*		63.201	*18,8%*		64.099	*18,9%*		59.465	*18,3%*		57.835	*17,4%*		58.866	*17,6%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.094*		*31.000*	*2.039*		*31.000*	*2.068*		*31.000*	*1.918*		*31.000*	*1.866*		*31.000*	*1.899*
Solar FV	88.027	*26,9%*		87.944	*26,2%*		87.811	*25,9%*		89.891	*27,7%*		89.829	*27,0%*		89.760	*26,8%*	
Horas equiv.p.c.		*47.150*	*1.867*		*47.150*	*1.865*		*47.150*	*1.862*		*47.150*	*1.906*		*47.150*	*1.905*		*47.150*	*1.904*
Termosolar	4.589	*1,4%*		4.483	*1,3%*		4.470	*1,3%*		5.003	*1,5%*		4.909	*1,5%*		4.896	*1,5%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*4,0%*		13.409	*4,0%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,0%*		13.409	*4,0%*	
Cogen y otros	38.675	*11,8%*		38.675	*11,5%*		38.675	*11,4%*		38.675	*11,9%*		38.675	*11,6%*		38.675	*11,5%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-4.161			-4.301			-5.084			-3.933			-4.120			-4.883		
Consumo bombeo y baterías	20.319			21.011	3,4%		24.792	22,0%		19.158			20.009	4,4%		23.684	23,6%	
Producción baterías	5.319			5.518	3,7%		6.453	21,3%		4.957			5.104	3,0%		6.006	21,2%	
Producción bombeo	10.838			11.193	3,3%		13.255	22,3%		10.268			10.784	5,0%		12.796	24,6%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	203.205			201.295	-0,9%		202.046	-0,6%		187.534			185.747	-1,0%		186.696	-0,4%	
Vertidos renovable GWh	4.399			6.285	43%		5.534	26%		4.207			5.960	42%		5.025	19%	
INTERCONEXIONES																		
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	22.446			31.131	39%		32.641	45%		19.587			27.682	41%		29.357	50%	
FRANCIA	11.442			17.172	50%		18.136	59%		4.829			9.768	102%		11.188	132%	
PORTUGAL	11.004			13.959	27%		14.505	32%		14.758			17.914	21%		18.169	23%	
Congestiones (% horas)																		
ES-FR	42,29%			48,66%	15%		49,18%	16%		42,30%			41,80%	-1%		38,90%	-8%	
ES ->FR	33,44%			41,83%	25%		41,45%	24%		27,10%			30,98%	14%		27,69%	2%	
FR ->ES	8,86%			6,84%	-23%		7,73%	-13%		15,20%			10,82%	-29%		11,21%	-26%	
ES-PT	4,00%			5,05%	26%		6,07%	52%		5,80%			8,03%	38%		9,67%	67%	
ES ->PT	4,00%			5,03%	26%		5,79%	45%		5,80%			8,03%	38%		9,67%	67%	
PT -> ES	0,00%			0,01%			0,29%			0,00%			0,00%	-100%		0,00%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8			16,7	5%		11,4	-28%		13,2			12,6	-5%		7,4	-44%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345			364	6%		250	-28%		291			279	-19%		163	-53%	
Δ renta congestión				19			-95						-12			-128		

Tabla 22. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad a la modificación de potencia instalada de carbón (4.660 MW) y del coste de emisiones

	ESCENARIO DG Caso base hid media	ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 33€/t CO2 hid media		ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 7,5€/t CO2 hid media		ESCENARIO DG Caso base hid seca		ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 33€/t CO2 hid seca		ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 7,5€/t CO2 hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	229	280	23%	200	-13%	230		293	28%	211	-8%
COSTES DEL SISTEMA											
Coste marginal (€/MWh)	52,0	44,6	-14%	36,2	-30%	54,6		49,1	-10%	42,1	-23%
Δ coste marginal		-7,4		-15,8				-5,4		-12,5	
Coste variable generación (€/MWh)	52,0	44,7	-14%	36,2	-30%	54,6		49,2	-10%	42,1	-23%
Δ coste variable generación		-7,4		-15,8				-5,4		-12,5	
Total anual coste vble gen (M€)	15.395	13.216	-14%	10.720	-30%	16.164		14.554	-10%	12.463	-23%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		-2.179		-4.675				-1.610		-3.701	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345	364	6%	250	-28%	291		279	-19%	163	-53%
COSTE VARIABLE TOTAL[1] (M€ anuales)	15.050	12.852	-15%	10.470	-30%	15.873	5%	14.275	-10%	12.300	-23%
Δ respecto a caso base		-2.198		-4.580				-1.598		-3.573	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		297		289				293		286	
Emisiones CO_2 (kt)	12.593	30.691		32.964		17.245		37.430		39.635	
Incremento CO2 kt		18.098	144%	20.371	162%			20.185	117%	22.390	130%
Coste M€	630	1.022	62%	247	-61%	862		1.246	45%	297	-66%
Incremento coste M€		392		-382				384		-565	
Indicadores participación RES (%)											
RES/demanda	69%	68%	-1%	68%	-1%	63%		63%	-1%	63%	0%
RES/Gen total	62%	60%	-4%	60%	-4%	58%		56%	-3%	56%	-4%
RES/energía final (estimación)	29,7%	28,7%	-3%	28,7%	-3%	27,9%		26,9%	-3%	26,9%	-4%

[1] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

Tabla 23. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad a la modificación de potencia instalada de carbón (9.536 MW) y del coste de emisiones

	ESCENARIO DG Caso base hid media			ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 33,3€/t CO2 hid media			ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 7,5€/t CO2 hid media			ESCENARIO DG Caso base hid seca			ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 33,3€/t CO2 hid seca			ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 7,5€/t CO2 hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			296			296			296			296			296		
GENERACIÓN GWh	327.449	*100,0%*		348.700	*100,0%*		349.219	*100,0%*		324.361	*100,0%*		342.816	*100,0%*		348.708	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*15,5%*		50.864	*14,6%*		50.868	*14,6%*		50.868	*15,7%*		50.868	*14,8%*		50.868	*14,6%*	
Carbón	0	*0,0%*		38.974	*11,2%*		39.539	*11,3%*		0	*0,0%*		44.198	*12,9%*		50.723	*14,5%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*9.536*	*4.087*		*9.536*	*4.146*		*847*	*0*		*9.536*	*4.635*		*9.536*	*5.319*
Ciclo combinado	34.702	*10,6%*		20.240	*5,8%*		20.192	*5,8%*		47.285	*14,6%*		25.084	*7,3%*		23.044	*6,6%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.413*		*24.560*	*824*		*24.560*	*822*		*24.560*	*1.925*		*24.560*	*1.021*		*24.560*	*938*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*9,3%*		32.257	*9,2%*		19.766	*6,1%*		19.766	*5,8%*		19.766	*5,7%*	
Eólica	64.923	*19,8%*		62.278	*17,9%*		62.281	*17,8%*		59.465	*18,3%*		56.458	*16,5%*		57.848	*16,6%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.094*		*31.000*	*2.009*		*31.000*	*2.009*		*31.000*	*1.918*		*31.000*	*1.821*		*31.000*	*1.866*
Solar FV	88.027	*26,9%*		87.750	*25,2%*		87.745	*25,1%*		89.891	*27,7%*		89.661	*26,2%*		89.622	*25,7%*	
Horas equiv.p.c.		*47.150*	*1.867*		*47.157*	*1.861*		*47.157*	*1.861*		*47.150*	*1.906*		*47.157*	*1.901*		*47.157*	*1.901*
Termosolar	4.589	*1,4%*		4.253	*1,2%*		4.253	*1,2%*		5.003	*1,5%*		4.695	*1,4%*		4.753	*1,4%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*3,8%*		13.409	*3,8%*		13.409	*4,1%*		13.411	*3,9%*		13.409	*3,8%*	
Cogen y otros	38.675	*11,8%*		38.675	*11,1%*		38.675	*11,1%*		38.675	*11,9%*		38.675	*11,3%*		38.675	*11,1%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-4.161			-4.614			-4.614			-3.933			-4.066			-5.444		
Consumo bombeo y baterías	20.319			22.728	11,9%		22.728	11,9%		19.158			19.786	3,3%		26.578	38,7%	
Producción baterías	5.319			6.196	16,5%		6.196	16,5%		4.957			5.094	2,8%		6.956	40,3%	
Producción bombeo	10.838			11.918	10,0%		11.918	10,0%		10.268			10.626	3,5%		14.178	38,1%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	203.205			199.948	-1,6%		199.946	-1,6%		187.534			183.989	-1,9%		185.397	-1,1%	
Vertidos renovable GWh	4.399			7.628	73%		7.641	74%		4.207			7.697	83%		6.310	50%	
INTERCONEXIONES																		
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	22.446			43.249	93%		43.771	95%		19.587			37.907	94%		42.421	117%	
FRANCIA	11.442			27.938	144%		28.453	149%		4.829			18.452	282%		22.063	357%	
PORTUGAL	11.004			15.311	39%		15.318	39%		14.758			19.455	32%		20.358	38%	
Congestiones (% horas)																		
ES-FR	42,29%			59,80%	41%		60,00%	42%		42,30%			47,40%	12%		49,80%	18%	
ES ->FR	33,44%			56,20%	68%		56,50%	69%		27,10%			41,00%	51%		43,10%	59%	
FR ->ES	8,86%			3,60%	-59%		3,50%	-60%		15,20%			6,40%	-58%		6,70%	-56%	
ES-PT	4,00%			5,10%	28%		5,20%	30%		5,80%			8,80%	52%		22,40%	286%	
ES ->PT	4,00%			4,90%	23%		4,90%	23%		5,80%			8,80%	52%		12,40%	114%	
PT -> ES	0,00%			0,20%			0,30%			0,00%			0,00%	-100%		10,00%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8			16,3	3%		16,6	5%		13,2			13,6	3%		9,9	-25%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345			359	4%		365	6%		291			302	-12%		221	-36%	
Δ renta congestión				14			20						11			-70		

Tabla 24. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad a la modificación de potencia instalada de carbón (9.536 MW) y del coste de emisiones

	ESCENARIO DG Caso base hid media	ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 33,3€/t CO2 hid media		ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 7,5€/t CO2 hid media		ESCENARIO DG Caso base hid seca		ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 33,3€/t CO2 hid seca		ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 7,5€/t CO2 hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	229	340	49%	219	-4%	230		359	56%	235	2%
COSTES DEL SISTEMA											
Coste marginal (€/MWh)	52,0	44,6	-14%	28,7	-45%	54,6		46,6	-15%	37,2	-32%
Δ coste marginal		-7,4		-23,3				-8,0		-17,4	
Coste variable generación (€/MWh)	52,0	44,6	-14%	28,7	-45%	54,6		46,7	-14%	37,2	-32%
Δ coste variable generación		-7,4		-23,3				-7,9		-17,4	
Total anual coste vble gen (M€)	15.395	13.201	-14%	8.494	-45%	16.164		13.817	-15%	11.023	-32%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		-2.194		-6.901				-2.347		-5.141	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345	359	4%	365	6%	291		302	-12%	221	-36%
COSTE VARIABLE TOTAL[1] (M€ anuales)	15.050	12.842	-15%	8.129	-46%	15.873	5%	13.515	-15%	10.802	-32%
Δ respecto a caso base		-2.208		-6.921				-2.358		-5.071	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		298		297				296		292	
Emisiones CO_2 (kt)	12.593	48.529		49.058		17.245		55.752		61.625	
Incremento CO2 kt		35.936	285%	36.465	290%			38.507	223%	44.380	257%
Coste M€	630	1.616	157%	368	-42%	862		1.857	115%	462	-46%
Incremento coste M€		986		-262				994		-400	
Indicadores participación RES (%)											
RES/demanda	69%	68%	-2%	68%	-2%	63%		62%	-2%	63%	-1%
RES/Gen total	62%	57%	-8%	57%	-8%	58%		54%	-7%	53%	-8%
RES/energía final (estimación)	29,7%	27,5%	-8%	27,5%	-8%	27,9%		26,1%	-6%	25,7%	-8%

[1] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

Tabla 25. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad a modificación de potencia instalada de carbón (4.660 MW y 9.536 MW) y del coste de emisiones 39,0€/tCO₂

	ESCENARIO DG Caso base hid media			ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 39€/t CO2 hid media			ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 39€/t CO2 hid media			ESCENARIO DG Caso base hid seca			ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 39€/t CO2 hid seca			ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 39€/t CO2 hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			296			296			296			296			296		
GENERACIÓN GWh	327.449	*100,0%*		330.797	*100,0%*		344.161	*100,0%*		324.361	*100,0%*		328.495	*100,0%*		342.837	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*15,5%*		50.868	*15,4%*		50.868	*14,8%*		50.868	*15,7%*		50.868	*15,5%*		50.868	*14,8%*	
Carbón	0	*0,0%*		8.834	*2,7%*		34.898	*10,1%*		0	*0,0%*		14.556	*4,4%*		43.343	*12,6%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*4.660*	*1.896*		*9.536*	*3.660*		*847*	*0*		*4.660*	*3.124*		*9.536*	*4.545*
Ciclo combinado	34.702	*10,6%*		30.048	*9,1%*		20.691	*6,0%*		47.285	*14,6%*		37.822	*11,5%*		25.683	*7,5%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.413*		*24.560*	*1.223*		*24.560*	*842*		*24.560*	*1.925*		*24.560*	*1.540*		*24.560*	*1.046*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*9,8%*		32.257	*9,4%*		19.766	*6,1%*		19.766	*6,0%*		19.766	*5,8%*	
Eólica	64.923	*19,8%*		64.173	*19,4%*		61.179	*17,8%*		59.465	*18,3%*		58.590	*17,8%*		56.634	*16,5%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.094*		*31.000*	*2.070*		*31.000*	*1.974*		*31.000*	*1.918*		*31.000*	*1.890*		*31.000*	*1.827*
Solar FV	88.027	*26,9%*		87.983	*26,6%*		87.864	*25,5%*		89.891	*27,7%*		89.858	*27,4%*		89.719	*26,2%*	
Horas equiv.p.c.		*47.150*	*1.867*		*47.150*	*1.866*		*47.157*	*1.863*		*47.150*	*1.906*		*47.150*	*1.906*		*47.157*	*1.903*
Termosolar	4.589	*1,4%*		4.551	*1,4%*		4.320	*1,3%*		5.003	*1,5%*		4.953	*1,5%*		4.740	*1,4%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*4,1%*		13.409	*3,9%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,1%*		13.409	*3,9%*	
Cogen y otros	38.675	*11,8%*		38.675	*11,7%*		38.675	*11,2%*		38.675	*11,9%*		38.675	*11,8%*		38.675	*11,3%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-4.161			-4.219			-4.172			-3.933			-4.012			-3.986		
Consumo bombeo y baterías	20.319			20.672	1,7%		20.445	0,6%		19.158			19.572	2,2%		19.464	1,6%	
Producción baterías	5.319			5.503	3,5%		5.447	2,4%		4.957			5.103	2,9%		5.093	2,7%	
Producción bombeo	10.838			10.950	1,0%		10.826	-0,1%		10.268			10.458	1,8%		10.385	1,1%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	203.205			202.374	-0,4%		200.033	-1,6%		187.534			186.575	-0,5%		184.262	-1,7%	
Vertidos renovable GWh	4.399			5.214	19%		7.546	72%		4.207			5.161	23%		7.430	77%	
INTERCONEXIONES																		
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	22.446			25.737	15%		40.152	79%		19.587			23.642	21%		38.002	94%	
FRANCIA	11.442			13.371	17%		25.080	119%		4.829			6.757	40%		18.761	289%	
PORTUGAL	11.004			12.366	12%		15.072	37%		14.758			16.885	14%		19.241	30%	
Congestiones (% horas)																		
ES-FR	42,29%			41,72%	-1%		62,40%	48%		42,30%			41,19%	-3%		48,00%	13%	
ES ->FR	33,44%			34,25%	2%		57,50%	72%		27,10%			28,60%	6%		41,50%	53%	
FR ->ES	8,86%			7,48%	-16%		4,90%	-45%		15,20%			12,59%	-17%		6,50%	-57%	
ES-PT	4,00%			4,41%	10%		4,60%	15%		5,80%			7,48%	29%		8,80%	52%	
ES ->PT	4,00%			4,37%	9%		4,40%	10%		5,80%			7,48%	29%		8,80%	52%	
PT -> ES	0,00%			0,03%			0,20%			0,00%			0,00%	-100%		0,00%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8			15,5	-2%		17,5	10%		13,2			12,8	-3%		13,5	2%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345			338	-2%		384	11%		291			282	-18%		299	-13%	
Δ renta congestión				-7			39						-9			8		

Tabla 26. Escenarios base DG 2030 y sensibilidad a modificación de potencia instalada de carbón (4.660 MW y 9.536 MW) y del coste de emisiones 39,0€/tCO₂

	ESCENARIO DG Caso base hid media	ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 39€/t CO2 hid media		ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 39€/t CO2 hid media		ESCENARIO DG Caso base hid seca		ESCENARIO DG DG Carbon P.inst.4660 MW 39€/t CO2 hid seca		ESCENARIO DG Caso Carbón P.inst.9536MW 39€/t CO2 hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	229	250	9%	340	49%	230		264	15%	364	59%
COSTES DEL SISTEMA											
Coste marginal (€/MWh)	52,0	48,0	-8%	45,1	-13%	54,6		51,2	-6%	49,0	-10%
Δ coste marginal		-4,1		-6,9				-3,4		-5,6	
Coste variable generación (€/MWh)	52,0	48,0	-8%	45,1	-13%	54,6		51,3	-6%	49,1	-10%
Δ coste variable generación		-4,0		-6,9				-3,4		-5,5	
Total anual coste vble gen (M€)	15.395	14.208	-8%	13.351	-13%	16.164		15.168	-6%	14.525	-10%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		-1.187		-2.044				-996		-1.639	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345	338	-2%	384	11%	291		282	-18%	299	-13%
COSTE VARIABLE TOTAL[1] (M€ anuales)	15.050	13.870	-8%	12.967	-14%	15.873	5%	14.886	-6%	14.226	-10%
Δ respecto a caso base		-1.180		-2.083				-987		-1.647	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		291		301				292		296	
Emisiones CO_2 (kt)	12.593	20.176		44.349		17.245		29.050		54.992	
Incremento CO2 kt		7.583	60%	31.756	252%			11.805	68%	37.747	219%
Coste M€	630	787	25%	1.730	175%	862		1.133	31%	2.145	149%
Incremento coste M€		157		1.100				271		1.282	
Indicadores participación RES (%)											
RES/demanda	69%	68%	0%	68%	-2%	63%		63%	-1%	62%	-2%
RES/Gen total	62%	61%	-1%	58%	-7%	58%		57%	-2%	54%	-7%
RES/energía final (estimación)	29,7%	29,3%	-1%	27,9%	-6%	27,9%		27,4%	-2%	26,1%	-6%

[1] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

8.2. Efecto de incrementar en el sistema español peninsular la potencia eólica y fotovoltaica instalada en el escenario DG 2030. Escenario instalación renovable extrema

Con objeto de analizar posibles opciones para incrementar la participación de la generación renovable en la generación global del escenario, en primer lugar, se plantea evaluar el efecto de incrementar la generación eólica y fotovoltaica instalada en el sistema español peninsular. En concreto, se plantea un escenario en el que se modifican los valores del parque de generación hasta alcanzar los máximos considerados en los escenarios del TYNDP2018 en el horizonte 2040 (escenario *Global climate action*) Los nuevos valores de instalación son 47.500 MW (59% de incremento respecto al escenario base) de generación eólica y 77.000 MW de generación fotovoltaica (63% de incremento respecto al escenario base). Adicionalmente, así como en el escenario base el parque de generación fotovoltaica lleva asociada la instalación de un 5% de su potencia en baterías, en este escenario de renovable extrema la instalación de baterías es de un 10% de la capacidad del parque de fotovoltaica.

Los aspectos más significativos de modificación respecto al escenario base son:

- El incremento muy relevante en la potencia instalada de generación eólica y fotovoltaica tiene como resultado un incremento en la generación de estas tecnologías: la producción eólica se incrementa entre 13.913 –14.908 GWh (23,4% – 23,0%) respecto al caso base. El incremento obtenido en la producción fotovoltaica se sitúa entre 37.280 - 43.804 GWh (42,4% – 48,7%).
- La generación total en el sistema español peninsular se incrementa entre 34.776 - 31.883 GWh (10,6% – 9,8%), se reduce la producción de ciclos combinados entre 15.424 – 23.914 GWh (44,4% – 50,6%) y el consumo de bombeo y baterías se incrementa en 17.985 – 23.769 GWh (88,5% – 124,1%) en todos los casos respecto al caso base correspondiente.
- Los valores de vertido de generación renovable se incrementan radicalmente: 26.866 - 20.995 GWh (610,7% – 499,0%) respecto al escenario base. El valor de vertidos al coste marginal es de 594 – 785 M€ y supone un incremento respecto al escenario base entre el 160% y el 242%.
- El saldo de intercambios que en los casos base ya era claramente exportador se incrementa en dicho sentido en 33.031 – 28.653 GWh (147,2% – 146,3%) respecto al escenario base. Las horas con congestión en la frontera España – Francia se incrementan hasta el 83,96% – 60,57% desde el 42,3% de los escenarios base. Este incremento de congestiones es muy relevante en sentido España hacia Francia donde pasa a valores del 83,73% – 58,21% frente al 33,44% – 27,10% del escenario base.
- El spread medio entre España y Francia se incrementa en 28 – 19 €/MWh y la renta de congestión para el sistema español se incrementa entre 618 – 439 M€ respecto al escenario base (345 – 291 M€).
- El incremento en la potencia instalada del parque de generación eólica y fotovoltaica tiene como consecuencia una reducción del coste marginal del sistema respecto al escenario base de -33,0/- 23,4 €/MWh (-63,5% / -42,9%).

- El coste anual para la demanda en España del coste variable de generación se sitúa entre 5.632 y 9.228 M€ (valores base 15.395 M€ y 16.164 M€) lo que supone una reducción de 9.763 - 6.936 M€. (-63,4% / -43%).
- En términos relativos a la variación de coste marginal la reducción de coste variable total es de 314-315 M€/año por € de variación del coste marginal.
- El nivel de emisiones del sistema se reduce entre 5,7 – 8,8 Mt CO_2 (reducción de 46% - 51% respecto al escenario base) como consecuencia del incremento de generación renovable.
- La generación renovable incrementa su participación en el mix de generación y como consecuencia los valores del porcentaje de renovable respecto a generación total se incrementan hasta el 70% – 68% (valores en caso base 62% – 58%).Se alcanzan valores de 33,3% – 32,5% de en la participación de renovables sobre energía final.

En las Tablas 27 y 28 se presentan se presentan los principales resultados e hipótesis de las simulaciones base y del análisis de sensibilidad al incremento de instalación de generación eólica y fotovoltaica.

Tabla 27. Escenario base DG 2030 y sensibilidad al incremento de instalación de generación eólica y fotovoltaica

	ESCENARIO DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW) hid media			ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid media			ESCENARIO DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW) hid seca			ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			296			296			296		
GENERACIÓN GWh	327.449	*100,0%*		362.224	*100,0%*		324.361	*100,0%*		356.244	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*15,5%*		50.868	*14,0%*		50.868	*15,7%*		50.868	*14,3%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*
Ciclo combinado	34.702	*10,6%*		19.278	*5,3%*		47.285	*14,6%*		23.371	*6,6%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.413*		*24.560*	*785*		*24.560*	*1.925*		*24.560*	*952*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*8,9%*		19.766	*6,1%*		19.766	*5,5%*	
Eólica	64.923	*19,8%*		79.831	*22,0%*		59.465	*18,3%*		73.378	*20,6%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.094*		*47.500*	*1.681*		*31.000*	*1.918*		*47.500*	*1.545*
Solar FV	88.027	*26,9%*		125.307	*34,6%*		89.891	*27,7%*		133.695	*37,5%*	
Horas equiv.p.c.		*47.150*	*1.867*		*77.000*	*1.627*		*47.150*	*1.906*		*77.000*	*1.736*
Termosolar	4.589	*1,4%*		2.600	*0,7%*		5.003	*1,5%*		3.083	*0,9%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*3,7%*		13.409	*4,1%*		13.409	*3,8%*	
Cogen y otros	38.675	*11,8%*		38.675	*10,7%*		38.675	*11,9%*		38.675	*10,9%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-4.161			-5.907			-3.933			-7.165		
Consumo bombeo y baterías	20.319			38.304	88,5%		19.158			42.927	124,1%	
Producción baterías	5.319			21.744	308,8%		4.957			21.078	325,2%	
Producción bombeo	10.838			10.652	-1,7%		10.268			14.684	43,0%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	203.205			253.404	24,7%		187.534			243.331	29,8%	
Vertidos renovable GWh	4.399			31.265	611%		4.207			25.202	499%	
INTERCONEXIONES												
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	22.446			55.477	147%		19.587			48.240	146%	
FRANCIA	11.442			38.405	236%		4.829			26.852	456%	
PORTUGAL	11.004			17.072	55%		14.758			21.388	45%	
Congestiones (% horas)												
ES-FR	42,29%			83,96%	99%		42,30%			60,57%	43%	
ES ->FR	33,44%			83,73%	150%		27,10%			58,21%	115%	
FR ->ES	8,86%			0,23%	-97%		15,20%			2,36%	-84%	
ES-PT	4,00%			7,83%	96%		5,80%			17,52%	202%	
ES ->PT	4,00%			7,59%	90%		5,80%			17,52%	202%	
PT -> ES	0,00%			0,24%			0,00%			0,00%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8			43,8	177%		13,2			32,4	145%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345			963	179%		291			730	112%	
Δ renta congestión				618						439		

Tabla 28. Escenario base DG 2030 y sensibilidad al incremento de instalación de generación eólica y fotovoltaica

	ESCENARIO DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW) hid media		ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid media		ESCENARIO DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW) hid seca		ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	229		594	160%	230		785	242%
COSTES DEL SISTEMA								
Coste marginal (€/MWh)	52,0		19,0	-63%	54,6		31,1	-43%
Δ coste marginal			-33,0				-23,4	
Coste variable generación (€/MWh)	52,0		19,0	-63%	54,6		31,2	-43%
Δ coste variable generación			-33,0				-23,4	
Total anual coste vble gen (M€)	15.395		5.632	-63%	16.164		9.228	-43%
Δ total anual coste vble gen. (M€)			-9.763				-6.936	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345		963	179%	291		730	112%
COSTE VARIABLE TOTAL[(1)] (M€ anuales)	15.050		4.668	-69%	15.873	5%	8.498	-46%
Δ respecto a caso base			-10.382				-7.375	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)			314				315	
Emisiones CO_2 (kt)	12.593		6.838		17.245		8.381	
Incremento CO2 kt			-5.755	-46%			-8.864	-51%
Coste M€	630		342	-46%	862		419	-51%
Incremento coste M€			-288				-443	
Indicadores participación RES (%)								
RES/demanda	69%		86%	25%	63%		82%	30%
RES/Gen total	62%		70%	13%	58%		68%	18%
RES/energía final (estimación)	29,7%		33,3%	12%	27,9%		32,5%	17%

[(1)] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

8.3. Efecto de cambiar en el sistema español peninsular la potencia instalada de generación renovable entre generación eólica y generación fotovoltaica instalada en el escenario DG 2030

Con objeto de analizar posibles opciones para incrementar la participación de la generación renovable en la generación global del escenario, como segunda opción se plantea, manteniendo el valor total de potencia instalada del conjunto generación eólica y generación fotovoltaica, cambiar la potencia instalada en estas tecnologías para evaluar su efecto en los resultados.

Así del escenario base en el que la potencia instalada es de 31.000 MW de generación eólica y de 47.150 MW de generación fotovoltaica, se pasa a considerar un valor de 47.150 MW de generación eólica y 31.000 MW de generación fotovoltaica. Se mantiene la hipótesis de instalación de baterías asociadas equivalente al 5% de la potencia instalada del parque de generación fotovoltaica.

Los aspectos más significativos de modificación respecto al escenario base son:

- La modificación de la potencia instalada de generación eólica y fotovoltaica en el escenario base tiene como resultado un incremento en la generación renovable que pasa de 203.205 – 187.534 GWh a 211.021 – 192.061 GWh lo que supone un 3,8% – 2,4% respecto al valor en el escenario base.
- Los valores de vertidos de generación renovable se reducen entre 1.171 – 1.408 GWh (26,6% – 33,5%) respecto al escenario base. El valor de vertidos al coste marginal es de 160 – 157 M€ y supone una reducción respecto al escenario base del 30 – 32%.
- El saldo de intercambios que en los casos base ya era claramente exportador se incrementa en sentido exportador en 4.400 – 1.189 GWh (19,6% – 6,1%) respecto al escenario base. Las horas con congestión en la frontera España – Francia se reducen hasta el 40,98% – 32,58% desde el 42,3% de los escenarios base. El spread medio entre España y Francia se incrementa en 1,5 €/MWh en condiciones de hidraulicidad media y se reduce en 1,7 €/MWh en condición hidráulica seca.
- El coste anual para la demanda en España del coste variable de generación se sitúa entre 14.660 y 16.626 M€ (valores base 15.395 M€ y 16.164 M€) lo que supone una reducción de 735M€ (-5% respecto a base) en condición hidráulica media y un incremento de 462 M€ en condición hidráulica seca (3% respecto a base).
- En términos relativos a la variación de coste marginal el coste variable total se reduce 306 M€/año por € de variación del coste marginal en situación de hidraulicidad media mientras se observa un incremento de 309 M€/año por € de variación del coste marginal en situación de hidraulicidad seca.
- El nivel de emisiones del sistema se reduce entre 1,6 Mt CO_2 (reducción del 13% – 9% respecto al escenario base) como consecuencia del incremento de generación renovable.
- La generación renovable incrementa su participación en el mix de generación y como consecuencia se alcanzan valores de 30,5% – 28,4% de la participación de renovables sobre energía final.

En las Tablas 29 y 30 se presentan se presentan los principales resultados e hipótesis de las simulaciones base y del análisis de sensibilidad al cambio en el mix entre la potencia instalada eólica y fotovoltaica.

Tabla 29. Escenario base DG 2030 y sensibilidad a la modificación de la estructura de generación instalada eólica y fotovoltaica

	ESCENARIO DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW) hid media			ESCENARIO DG Caso base (W 47.150 MW PV 31.000 MW) hid media			ESCENARIO DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW) hid seca			ESCENARIO DG Caso base (W 47.150 MW PV 31.000 MW) hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			296			296			296		
GENERACIÓN GWh	327.449	*100,0%*		330.896	*100,0%*		324.361	*100,0%*		324.539	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*15,5%*		50.868	*15,4%*		50.868	*15,7%*		50.868	*15,7%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*
Ciclo combinado	34.702	*10,6%*		30.333	*9,2%*		47.285	*14,6%*		42.936	*13,2%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.413*		*24.560*	*1.235*		*24.560*	*1.925*		*24.560*	*1.748*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*9,7%*		19.766	*6,1%*		19.766	*6,1%*	
Eólica	64.923	*19,8%*		102.093	*30,9%*		59.465	*18,3%*		94.096	*29,0%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.094*		*47.150*	*2.165*		*31.000*	*1.918*		*47.150*	*1.996*
Solar FV	88.027	*26,9%*		58.386	*17,6%*		89.891	*27,7%*		59.555	*18,4%*	
Horas equiv.p.c.		*47.150*	*1.867*		*31.000*	*1.883*		*47.150*	*1.906*		*31.000*	*1.921*
Termosolar	4.589	*1,4%*		4.876	*1,5%*		5.003	*1,5%*		5.236	*1,6%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,1%*	
Cogen y otros	38.675	*11,8%*		38.675	*11,7%*		38.675	*11,9%*		38.675	*11,9%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-4.161			-3.209			-3.933			-2.922		
Consumo bombeo y baterías	20.319			15.304	-24,7%		19.158			13.948	-27,2%	
Producción baterías	5.319			3.553	-33,2%		4.957			3.255	-34,3%	
Producción bombeo	10.838			8.542	-21,2%		10.268			7.771	-24,3%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	203.205			211.021	3,8%		187.534			192.061	2,4%	
Vertidos renovable GWh	4.399			3.228	-27%		4.207			2.799	-33%	
INTERCONEXIONES												
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	22.446			26.846	20%		19.587			20.776	6%	
FRANCIA	11.442			15.102	32%		4.829			5.246	9%	
PORTUGAL	11.004			11.744	7%		14.758			15.530	5%	
Congestiones (% horas)												
ES-FR	42,29%			40,98%	-3%		42,30%			32,58%	-23%	
ES ->FR	33,44%			35,73%	7%		27,10%			23,31%	-14%	
FR ->ES	8,86%			5,25%	-41%		15,20%			9,27%	-39%	
ES-PT	4,00%			3,21%	-20%		5,80%			4,82%	-17%	
ES ->PT	4,00%			3,20%	-20%		5,80%			4,82%	-17%	
PT -> ES	0,00%			0,01%			0,00%			0,00%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	15,8			17,3	9%		13,2			11,5	-13%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345			378	10%		291			267	-23%	
Δ renta congestión				33						-24		

Tabla 30. Escenario base DG 2030 y sensibilidad a la modificación de la estructura de generación instalada eólica y fotovoltaica

	ESCENARIO DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW) hid media	ESCENARIO DG Caso base (W 47.150 MW PV 31.000 MW) hid media		ESCENARIO DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW) hid seca		ESCENARIO DG Caso base (W 47.150 MW PV 31.000 MW) hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	229	160	-30%	230		157	-32%
COSTES DEL SISTEMA							
Coste marginal (€/MWh)	52,0	49,5	-5%	54,6		56,1	3%
Δ coste marginal		-2,5				1,6	
Coste variable generación (€/MWh)	52,0	49,5	-5%	54,6		56,2	3%
Δ coste variable generación		-2,5				1,6	
Total anual coste vble gen (M€)	15.395	14.660	-5%	16.164		16.626	3%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		-735				462	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	345	378	10%	291		267	-23%
COSTE VARIABLE TOTAL[(1)] (M€ anuales)	15.050	14.282	-5%	15.873	5%	16.359	3%
Δ respecto a caso base		-768				486	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		- 306				309	
Emisiones CO_2 (kt)	12.593	10.974		17.245		15.630	
Incremento CO2 kt		-1.619	-13%			-1.615	-9%
Coste M€	630	549	-13%	862		782	-9%
Incremento coste M€		-81				-81	
Indicadores participación RES (%)							
RES/demanda	69%	71%	4%	63%		65%	2%
RES/Gen total	62%	64%	3%	58%		59%	2%
RES/energía final (estimación)	29,7%	30,5%	3%	27,9%		28,4%	2%

(1) *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

8.4. Efecto de cambiar en el sistema español peninsular la potencia instalada de generación renovable entre generación eólica y fotovoltaica en el escenario con instalación extrema de generación renovable

Se plantea, al igual que previamente en el escenario base, cambiar la potencia instalada entre la generación eólica y fotovoltaica en el escenario al que previamente se ha incrementado la potencia instalada de estas tecnologías hasta los valores máximos contemplados en el escenario Global Climate Action para 2040. Así desde el escenario con instalación incrementada de generación renovable la potencia instalada con 47.500 MW de generación eólica y de 77.000 MW de generación fotovoltaica, se pasa a considerar un valor de 77.000 MW de generación eólica y 47.500 MW de generación fotovoltaica. Se mantiene la hipótesis de instalación de baterías asociadas en el escenario con incremento de instalación de renovable equivalente al 10% de la potencia instalada del parque de generación fotovoltaica. Los aspectos más significativos de modificación respecto al escenario base son:

- La modificación de la potencia instalada de generación eólica y fotovoltaica en el escenario con instalación extrema de renovable, tiene como resultado un incremento en la generación renovable que pasa de 253.404 – 243.331 GWh a 256.531 – 254.128 GWh lo que supone un 1,2% - 4,4% respecto al valor en el escenario de partida.
- Los valores de vertido de generación renovable se incrementan en 24.094 – 5.739 GWh (77,1% – 22,8%) respecto al escenario de partida. El valor de vertidos al coste marginal es de 937 – 709 M€ y supone un aumento del 58% en situación de hidraulicidad media y una reducción del 10% en situación de hidraulicidad seca.
- El saldo de intercambios se incrementa en sentido exportador en 2.229 – 9.909 GWh (4,0% – 20,5%) respecto al escenario de partida. En condiciones de hidraulicidad media el incremento de saldo exportador se debe al incremento de exportación hacia Portugal a pesar de la reducción en la exportación hacia Francia. En situación de hidraulicidad seca, se incrementa el saldo exportador en ambas fronteras. Las horas con congestión en sentido desde España hacia Francia se sitúan en un 74,20% -76,92% desde el 83,73% - 58,21% del escenario de partida.
- El coste anual para la demanda en España del coste variable de generación se sitúa entre 5.018 y 6.796 M€ (valores del escenario de partida 5.632 M€ y 9.228 M€) lo que supone una reducción de 613 M€ en condición hidráulica media y 2.432 M€ en condición hidráulica seca (11% – 26%).
- En términos relativos a la variación de coste marginal el coste variable total se reduce entre 339 M€/año y 314 M€/año por € de variación del coste marginal.
- La generación renovable incrementa su participación en el mix de generación y como consecuencia se alcanzan valores de 33,4% – 33,2% de participación de renovables sobre energía final.

En las Tablas 31 y 32 se presentan los principales resultados e hipótesis de las simulaciones base y del análisis de sensibilidad al cambio de estructura de la instalación de generación eólica y fotovoltaica.

Tabla 31. Escenario instalación extrema generación renovable y sensibilidad a la modificación de la estructura de generación eólica y fotovoltaica

	ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid media			ESCENARIO DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid media			ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid seca			ESCENARIO DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			296			296			296		
GENERACIÓN GWh	362.224	*100,0%*		365.426	*100,0%*		356.244	*100,0%*		364.095	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*14,0%*		50.868	*13,9%*		50.868	*14,3%*		50.868	*14,0%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*
Ciclo combinado	19.278	*5,3%*		19.353	*5,3%*		23.371	*6,6%*		20.425	*5,6%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*785*		*24.560*	*788*		*24.560*	*952*		*24.560*	*832*
Hidráulica	32.257	*8,9%*		32.257	*8,8%*		19.766	*5,5%*		19.766	*5,4%*	
Eólica	79.831	*22,0%*		117.224	*32,1%*		73.378	*20,6%*		126.353	*34,7%*	
Horas equiv.p.c.		*47.500*	*1.681*		*77.000*	*1.522*		*47.500*	*1.545*		*77.000*	*1.641*
Solar FV	125.307	*34,6%*		88.864	*24,3%*		133.695	*37,5%*		89.841	*24,7%*	
Horas equiv.p.c.		*77.000*	*1.627*		*47.500*	*1.871*		*77.000*	*1.736*		*47.500*	*1.891*
Termosolar	2.600	*0,7%*		4.776	*1,3%*		3.083	*0,9%*		4.759	*1,3%*	
Resto RES	13.409	*3,7%*		13.409	*3,7%*		13.409	*3,8%*		13.409	*3,7%*	
Cogen y otros	38.675	*10,7%*		38.675	*10,6%*		38.675	*10,9%*		38.675	*10,6%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-5.907			-6.878			-7.165			-5.104		
Consumo bombeo y baterías	38.304			42.173	10,1%		42.927			30.214	-29,6%	
Producción baterías	21.744			21.674	-0,3%		21.078			14.464	-31,4%	
Producción bombeo	10.652			13.620	27,9%		14.684			10.646	-27,5%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	253.404			256.531	1,2%		243.331			254.128	4,4%	
Vertidos renovable GWh	31.265			55.359	77%		25.202			30.941	23%	
INTERCONEXIONES												
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	55.477			57.706	4%		48.240			58.149	21%	
FRANCIA	38.405			34.390	-10%		26.852			36.147	35%	
PORTUGAL	17.072			23.316	37%		21.388			22.002	3%	
Congestiones (% horas)												
ES-FR	83,96%			75,50%	-10%		60,57%			77,18%	27%	
ES ->FR	83,73%			74,20%	-11%		58,21%			76,92%	32%	
FR ->ES	0,23%			1,30%	470%		2,36%			0,26%	-89%	
ES-PT	7,83%			7,35%	-6%		17,52%			12,59%	-28%	
ES ->PT	7,59%			7,32%	-4%		17,52%			12,47%	-29%	
PT -> ES	0,24%			0,03%			0,00%			0,13%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	43,8			47,8	9%		32,4			39,1	21%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	963			1053	9%		730			876	-9%	
Δ renta congestión				90						146		

Tabla 32. Escenario instalación extrema renovable y sensibilidad a la modificación de la estructura de generación instalada eólica y fotovoltaica

	ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid media	ESCENARIO DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid media		ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid seca		ESCENARIO DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	594	937	58%	785		709	-10%
COSTES DEL SISTEMA							
Coste marginal (€/MWh)	19,0	16,9	-11%	31,1		22,9	-26%
Δ coste marginal		-2,1				-8,2	
Coste variable generación (€/MWh)	19,0	17,0	-11%	31,2		23,0	-26%
Δ coste variable generación		-2,1				-8,2	
Total anual coste vble gen (M€)	5.632	5.018	-11%	9.228		6.796	-26%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		-613				-2.432	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	963	1053	9%	730		876	-9%
COSTE VARIABLE TOTAL[(1)] (M€ anuales)	4.668	3.965	-15%	8.498	82%	5.920	-30%
Δ respecto a caso base		-703				-2.578	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		339				314	
Emisiones CO_2 (kt)	6.838	6.861		8.381		7.271	
Incremento CO2 kt		23	0%			-1.110	-13%
Coste M€	342	343	0%	419		364	-13%
Incremento coste M€		1				-56	
Indicadores participación RES (%)							
RES/demanda	86%	87%	1%	82%		86%	4%
RES/Gen total	70%	70%	0%	68%		70%	2%
RES/energía final (estimación)	33,3%	33,4%	0%	32,5%		33,2%	2%

[(1)] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

8.5. Análisis del incremento en el sistema español peninsular de demanda anual hasta 320 TWh adicionalmente a los cambios de potencia instalada de generación renovable entre eólica y fotovoltaica

En este apartado se analizan los efectos de considerar una demanda anual de 320 TWh en lugar de la demanda de 296 TWh utilizada en los escenarios planteados de modificación de potencia instalada de generación eólica y fotovoltaica.

En los escenarios que parten con un incremento de instalación de generación eólica y fotovoltaica respecto al escenario base (escenarios RES extrema), el incremento de demanda planteado permite alcanzar incrementos relevantes del valor de generación renovable y, en consecuencia, incrementos del porcentaje de renovable respecto a energía final. Concretamente, el valor máximo alcanzado de participación de renovables respecto a energía final es del 34% en el escenario con 320 TWh de demanda anual y en el que la instalación de generación eólica es de 77.000 MW y la de fotovoltaica de 47.500 MW con baterías asociadas por un 10% de dicha potencia y considerando condiciones de hidraulicidad media. El valor alcanzado para dicho escenario en condiciones de hidraulicidad seca es de 33,3% de renovables respecto a energía final (escenario máxima integración de renovable).

Analizando con mayor detalle los resultados de la simulación del escenario de máxima generación renovable y su variación respecto al mismo escenario con demanda de 296 TWh, los principales resultados son:

- El incremento de demanda en el sistema español peninsular en el escenario de máxima renovable tiene como resultado un incremento en la generación renovable en un 7,1% - 4,3% respecto al valor en el escenario de partida. En condiciones hidráulicas medias, el consumo de bombeo y baterías se reduce en torno al 40,1% mientras que en condiciones de hidraulicidad seca se incrementa ligeramente. La generación total se incrementa entre el 4,1% y el 5,0% dependiendo de las condiciones de hidraulicidad.
- Los valores de vertido de generación renovable se reducen entre el 32,7% y el 27,0% respecto al escenario de partida.
- El incremento de demanda (8%) supone un incremento del valor total de coste variable de generación que se ve incrementado por el aumento del coste marginal del sistema español (2,5 – 10,3 €/MWh). El coste variable total asciende a 5.245 – 9.970 M€/año. El incremento de este valor respecto al escenario de partida en términos relativos a la variación del coste marginal supone 520 – 392 M€/año por euro de variación del coste marginal en España.
- Se alcanzan valores de 34,0% - 33,3% de la participación de renovables sobre energía final.

En las Tablas 34 a 37 se presentan los principales resultados del análisis de sensibilidad al incremento de demanda para los distintos escenarios de instalación de generación eólica y fotovoltaica.

La evaluación del índice de cobertura en la hora de demanda máxima del escenario se recoge en la Tabla 33.

Tabla 33. Evaluación de fiabilidad de la cobertura de la demanda máxima del escenario DG 2030 con 47.500 MW de generación eólica y 77.000 MW de generación fotovoltaica

	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA DISPONIBLE
Hidráulica (incluye bombeo) (MW)	23.050	10.098
Térmica (MW)	32.524	30.559
Renovable (MW):		
Eólica	47.500	3.325
Fotovoltaica	77.000	0
Termosolar	2.300	29
Otras RES	2.550	1.590
Cogeneración y otros (MW)	8.500	4.250
Baterías (MW)	7.700	7.000
Indisponibilidad térmica adicional (MW)		-2.000
Saldo intercambios (+ exportación) (MW)		0
Total disponible (MW)		**54.851**
Demanda máxima (MWh)		52.605
Reserva (MW)		2.246
IC en condiciones extremas		**1,04**
Potencia adicional		**3.014**
IC con potencia adicional		**1,10**

Como resultado se detecta una necesidad de potencia firme adicional de unos 3.000 MW para garantizar la cobertura de la demanda en situación extrema en el escenario.

Tabla 34. Escenario instalación extrema generación renovable y sensibilidad al incremento de demanda hasta 320 TWh año

	ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid media			ESCENARIO DG RES extrema +320 TWh demanda (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid media			ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid seca			ESCENARIO DG RES extrema + 320 TWh demanda (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			320			296			320		
GENERACIÓN GWh	362.224	*100,0%*		378.102	*100,0%*		356.244	*100,0%*		372.486	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*14,0%*		50.868	*13,5%*		50.868	*14,3%*		50.868	*13,7%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*
Ciclo combinado	19.278	*5,3%*		21.191	*5,6%*		23.371	*6,6%*		28.784	*7,7%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*785*		*24.560*	*863*		*24.560*	*952*		*24.560*	*1.172*
Hidráulica	32.257	*8,9%*		32.257	*8,5%*		19.766	*5,5%*		19.766	*5,3%*	
Eólica	79.831	*22,0%*		86.093	*22,8%*		73.378	*20,6%*		80.160	*21,5%*	
Horas equiv.p.c.		*47.500*	*1.681*		*47.500*	*1.812*		*47.500*	*1.545*		*47.500*	*1.688*
Solar FV	125.307	*34,6%*		132.635	*35,1%*		133.695	*37,5%*		137.414	*36,9%*	
Horas equiv.p.c.		*77.000*	*1.627*		*77.000*	*1.723*		*77.000*	*1.736*		*77.000*	*1.785*
Termosolar	2.600	*0,7%*		2.976	*0,8%*		3.083	*0,9%*		3.411	*0,9%*	
Resto RES	13.409	*3,7%*		13.409	*3,5%*		13.409	*3,8%*		13.409	*3,6%*	
Cogen y otros	38.675	*10,7%*		38.675	*10,2%*		38.675	*10,9%*		38.675	*10,4%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-5.907			-6.879			-7.165			-7.165		
Consumo bombeo y baterías	38.304			42.173	10,1%		42.927			42.927	0,0%	
Producción baterías	21.744			21.674	-0,3%		21.078			21.078	0,0%	
Producción bombeo	10.652			13.620	27,9%		14.684			14.684	0,0%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	253.404			267.369	5,5%		243.331			254.159	4,5%	
Vertidos renovable GWh	31.265			21.086	-33%		25.202			16.961	-33%	
INTERCONEXIONES												
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	55.477			46.338	-16%		48.240			40.435	-16%	
FRANCIA	38.405			30.649	-20%		26.852			21.468	-20%	
PORTUGAL	17.072			15.689	-8%		21.388			18.967	-11%	
Congestiones (% horas)												
ES-FR	83,96%			70,39%	-16%		60,57%			54,84%	-9%	
ES ->FR	83,73%			68,71%	-18%		58,21%			49,43%	-15%	
FR ->ES	0,23%			1,68%	635%		2,36%			5,41%	129%	
ES-PT	7,83%			8,89%	14%		17,52%			16,21%	-7%	
ES ->PT	7,59%			8,30%	9%		17,52%			16,20%	-8%	
PT -> ES	0,24%			0,59%			0,00%			0,01%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	43,8			37,6	-14%		32,4			22,1	-32%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	963			832	-14%		730			495	-49%	
Δ renta congestión				-132						-235		

Tabla 35. Escenario instalación extrema generación renovable y sensibilidad al incremento de demanda hasta 320 TWh año

	ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid media	ESCENARIO DG RES extrema +320 TWh demanda (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid media		ESCENARIO DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid seca		ESCENARIO DG RES extrema + 320 TWh demanda (W 47.500 MW PV 77.000 MW) hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	594	552	-7%	785		726	-8%
COSTES DEL SISTEMA							
Coste marginal (€/MWh)	19,0	26,2	38%	31,1		42,8	37%
Δ coste marginal		7,2				11,7	
Coste variable generación (€/MWh)	19,0	26,2	38%	31,2		42,8	37%
Δ coste variable generación		7,2				11,7	
Total anual coste vble gen (M€)	5.632	8.384	49%	9.228		13.708	49%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		2.752				4.480	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	963	832	-14%	730		495	-49%
COSTE VARIABLE TOTAL[(1)] (M€ anuales)	4.668	7.552	62%	8.498	82%	13.213	55%
Δ respecto a caso base		2.884				4.715	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		402				404	
Emisiones CO_2 (kt)	6.838	7.561		8.381		10.398	
Incremento CO2 kt		723	11%			2.017	24%
Coste M€	342	378	11%	419		520	24%
Incremento coste M€		36				101	
Indicadores participación RES (%)							
RES/demanda	86%	84%	-2%	82%		79%	-3%
RES/Gen total	70%	71%	1%	68%		68%	0%
RES/energía final (estimación)	33,3%	33,6%	1%	32,5%		32,5%	0%

[(1)] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

Tabla 36. Escenario instalación extrema generación renovable con modificación de estructura parque de generación eólica y fotovoltaica y sensibilidad al incremento de demanda hasta 320 TWh año

	ESCENARIO DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid media			ESCENARIO DG RES extrema +320 TWh demanda (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid media			ESCENARIO DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid seca			ESCENARIO DG RES extrema + 320 TWh demanda (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid seca		
DEMANDA(TWh)	296			320			296			320		
GENERACIÓN GWh	365.426	*100,0%*		383.765	*100,0%*		364.095	*100,0%*		378.864	*100,0%*	
Nuclear	50.868	*13,9%*		50.868	*13,3%*		50.868	*14,0%*		50.868	*13,4%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*		*847*	*0*
Ciclo combinado	19.353	*5,3%*		19.496	*5,1%*		20.425	*5,6%*		24.171	*6,4%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*788*		*24.560*	*794*		*24.560*	*832*		*24.560*	*984*
Hidráulica	32.257	*8,8%*		32.257	*8,4%*		19.766	*5,4%*		19.766	*5,2%*	
Eólica	117.224	*32,1%*		135.416	*35,3%*		126.353	*34,7%*		136.109	*35,9%*	
Horas equiv.p.c.		*77.000*	*1.522*		*77.000*	*1.759*		*77.000*	*1.641*		*77.000*	*1.768*
Solar FV	88.864	*24,3%*		88.883	*23,2%*		89.841	*24,7%*		90.710	*23,9%*	
Horas equiv.p.c.		*47.500*	*1.871*		*47.500*	*1.871*		*47.500*	*1.891*		*47.500*	*1.910*
Termosolar	4.776	*1,3%*		4.763	*1,2%*		4.759	*1,3%*		5.158	*1,4%*	
Resto RES	13.409	*3,7%*		13.409	*3,5%*		13.409	*3,7%*		13.409	*3,5%*	
Cogen y otros	38.675	*10,6%*		38.675	*10,1%*		38.675	*10,6%*		38.675	*10,2%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-6.878			-4.324			-5.104			-5.397		
Consumo bombeo y baterías	42.173			25.278	-40,1%		30.214			31.488	4,2%	
Producción baterías	21.674			11.774	-45,7%		14.464			14.605	1,0%	
Producción bombeo	13.620			9.179	-32,6%		10.646			11.486	7,9%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	256.531			274.728	7,1%		254.128			265.151	4,3%	
Vertidos renovable GWh	55.359			37.282	-33%		30.941			22.597	-27%	
INTERCONEXIONES												
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	57.706			54.555	-5%		58.149			48.581	-16%	
FRANCIA	34.390			37.021	8%		36.147			28.135	-22%	
PORTUGAL	23.316			17.534	-25%		22.002			20.446	-7%	
Congestiones (% horas)												
ES-FR	75,50%			79,25%	5%		77,18%			61,68%	-20%	
ES ->FR	74,20%			79,06%	7%		76,92%			59,73%	-22%	
FR ->ES	1,30%			0,18%	-86%		0,26%			1,95%	643%	
ES-PT	7,35%			5,07%	-31%		12,59%			10,26%	-18%	
ES ->PT	7,32%			4,54%	-38%		12,47%			10,10%	-19%	
PT -> ES	0,03%			0,53%			0,13%			0,16%		
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	47,8			43,8	-8%		39,1			30,2	-23%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	1053			967	-8%		876			680	-35%	
Δ renta congestión				-86						-196		

Tabla 37. Escenario instalación extrema generación renovable con modificación de estructura parque de generación eólica y fotovoltaica y sensibilidad al incremento de demanda hasta 320 TWh año

	ESCENARIO DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid media	ESCENARIO DG RES extrema +320 TWh demanda (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid media		ESCENARIO DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid seca		ESCENARIO DG RES extrema + 320 TWh demanda (W 77.000 MW PV 47.500 MW) hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	937	723	-23%	709		751	6%
COSTES DEL SISTEMA							
Coste marginal (€/MWh)	16,9	19,4	15%	22,9		33,2	45%
Δ coste marginal		2,5				10,3	
Coste variable generación (€/MWh)	17,0	19,4	14%	23,0		33,3	45%
Δ coste variable generación		2,5				10,3	
Total anual coste vble gen (M€)	5.018	6.212	24%	6.796		10.650	57%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		1.194				3.854	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	1053	967	-8%	876		680	-35%
COSTE VARIABLE TOTAL[(1)] (M€ anuales)	3.965	5.245	32%	5.920	49%	9.970	68%
Δ respecto a caso base		1.281				4.050	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		520				392	
Emisiones CO_2 (kt)	6.861	6.917		7.271		8.666	
Incremento CO2 kt		56	1%			1.395	19%
Coste M€	343	346	1%	364		433	19%
Incremento coste M€		3				70	
Indicadores participación RES (%)							
RES/demanda	87%	86%	-1%	86%		83%	-4%
RES/Gen total	70%	72%	2%	70%		70%	0%
RES/energía final (estimación)	33,4%	34,0%	2%	33,2%		33,3%	0%

[(1)] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

8.6. Posibilidades para incrementar la participación de renovables en energía final en el escenario de máxima integración de generación renovable

En el escenario con una potencia instalada del conjunto generación eólica y fotovoltaica de 124.500 MW con 77.000 MW en generación eólica y 47.500 MW de generación fotovoltaica y una instalación de baterías de 4.750 MW (con 2 horas de tiempo máximo de almacenamiento), y asumiendo una demanda de 320 TWh, se obtienen valores estimados de participación de renovable en energía final del 34% y 33,3% en hidraulicidad media y seca, respectivamente. Como puede observarse en la Tabla 37, en las condiciones en que se alcanza el valor estimado del 34% de renovables en energía final, el volumen total de vertidos asciende a 37.282 GWh.

Si se desease incrementar la participación de generación renovable en la demanda final, habría distintas posibilidades, vinculadas al almacenamiento de vertidos de renovables y/o al aumento de la capacidad de intercambio con Francia:

- Almacenamiento de vertidos de renovable para su ubicación en horas en las que el sistema español peninsular importa energía. El posible incremento de generación renovable para sustituir el total de saldo importador del sistema español en el escenario supone 2.235 GWh.
- Almacenamiento de vertidos de renovable para su ubicación en horas en las que el sistema español peninsular exporta energía y se dispone de un margen libre de capacidad comercial de intercambio. El posible incremento de generación renovable para incrementar el saldo exportador sin modificación de la capacidad de intercambio es nulo tanto hacia Francia como hacia Portugal.
- Almacenamiento de vertidos de renovable para su ubicación en horas en las que el sistema español peninsular tiene generación de ciclo combinado que no ha sido programada para cumplir los requisitos de mínima potencia térmica acoplada. Suponiendo que en las horas en que se produce esta circunstancia es posible la sustitución de una unidad de ciclo combinado, se obtiene un máximo incremento de generación renovable para sustitución de generación de ciclo combinado de 215 GWh.
- Incremento de la capacidad comercial de intercambio para su utilización en horas en que se exporta energía con coste marginal correspondiente a RES. Se detectan 5.967 horas en el año en esta circunstancia. El posible incremento de generación renovable para incrementar el saldo exportador sería de 17.901 GWh hacia Francia suponiendo un incremento de NTC ES->FR de 3.000 MW. Con Portugal únicamente se detectan 352 horas del año en dichas circunstancias.

El valor máximo de incremento teórico de generación renovable previamente almacenada en las hipótesis anteriores sería de 20.351 GWh. Si no se considera incremento en la capacidad España – Francia, este incremento se reduce a 2.450 GWh. Este incremento de generación renovable teórico únicamente haría posible alcanzar valores de 73,0%[13] de generación renovable respecto a la generación total en el sistema español peninsular. Como resultado se tendría un valor estimado de 34,6% de generación renovable en energía final.

[13] Se estima que para alcanzar un valor de participación de energía renovable en energía final del 35% se requiere alcanzar un 74% de participación de la generación renovable en el valor total de generación de energía eléctrica.

Considerando los perfiles horarios que ser presentan en las condiciones descritas, únicamente podría alcanzarse un incremento de 2.390 GWh en la producción de renovables dotando al sistema de recursos adicionales de almacenamiento de 480 GWh[14] con potencia de 5.000 MW y posibilidad de mantener el almacenamiento hasta 60 días al tiempo de disponer del refuerzo de la interconexión España-Francia hasta 8.000 MW. Con la combinación de las condiciones anteriores se alcanzaría un valor de 71,8% de generación renovable respecto a la generación total en el sistema español peninsular y un valor estimado de 34,1% de generación renovable en energía final.

9. Análisis de resultados del escenario "Transición Sostenible" (ST) (Base TYNDP Transición sostenible 2030) para el sistema español peninsular

9.1. Escenario base

Estructura de generación en el sistema español peninsular

La estructura de generación obtenida de las simulaciones del escenario ST horizonte 2030 en su caso base para diferentes condiciones hidráulicas en el sistema español peninsular se recoge en la siguiente tabla.

Tabla 38. Estructura de generación escenario base ST 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA		CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA	
	GWH	%	GWH	%
Demanda (TWh)	285		285	
Generación				
Nuclear	50.978	15,7%	50.978	15,7%
Carbón	0	0,0%	0	0,0%
Ciclo combinado	44.604	13,7%	60.864	18,7%
Hidráulica	41.954	9,9%	28.206	6,1%
Eólica	65.789	20,2%	61.353	18,9%
Solar FV	74.921	23,0%	75.154	23,1%
Termosolar	4.779	1,5%	5.113	1,6%
Resto RES	13.409	4,1%	13.409	4,1%
Cogeneración y otros	38.675	11,9%	38.675	11,9%
Generación total	335.109		333.751	
Almacenamiento				
Consumos	12.896		11.225	
Producción bombeo	9.696		8.440	
Producción baterías	0		0	
Balance almacenamiento	-3.200		-2.785	

[14] El valor actual de capacidad máxima de almacenamiento en la totalidad de embalses con regulación (embalses cuya explotación no está fundamentalmente condicionada por usos consuntivos, riegos, etc. fijados por organismos diferentes a las empresas titulares de los aprovechamientos hidroeléctricos) es de 12.595,90 GWh. El almacenamiento adicional supone un 4% de incremento en términos de almacenamiento y un incremento superior al 150% de la potencia instalada actual de bombeo puro (3.300 MW aproximadamente).

La tecnología con mayor peso en el mix de generación es la solar fotovoltaica, seguida de la eólica. Debido al orden de mérito considerado en el escenario (el gas es más barato que el carbón), el hueco térmico que dejan las renovables y la nuclear es ocupado por los ciclos combinados. Los grupos de carbón no tienen funcionamiento en este escenario. Debido al mayor volumen del hueco térmico en condición hidráulica seca, la participación de los ciclos combinados en el total de generación pasa del 13,7% en año medio al 18,7% en año seco. Al comparar la estructura de generación en el caso base entre año medio y año seco, se observa una reducción de la generación total de 0,1 TWh al pasar a situación seca. Esta reducción es el resultado de:

- Se reducen la generación hidráulica en 12,5 TWh y la generación eólica en 4,4 TWh.
- Se incrementa la generación de ciclo combinado en 16,2 TWh y la generación de solar en 0,6 TWh.
- No existe efecto significativo del saldo de intercambios internacionales que impacte en el volumen de generación total (ver apartado de intercambios de energía con otros sistemas).

Integración de la generación de la producción renovable: participación y vertidos renovables en el sistema español peninsular

La información referente a la producción renovable obtenido en el caso base del escenario ST tanto en año medio como seco, se refleja en la Tabla 39.

Tabla 39. Generación renovable en el escenario base ST 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA	CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA
Total renovables (GWh)	191.155	174.795
Indicadores (%):		
RES/Demanda bc	67%	61%
RES/Gen total	59%	54%
RES/Energía final	28,36%	26,00%
Vertidos:		
GWh	3.565	3.139
% vertidos (*)	2,39%	2,16%

(*) Sobre producible eólico y solar en año medio y año seco

El cambio de condiciones de hidraulicidad tiene como efecto la reducción de la participación de renovables sobre energía final pasando del 28,4 al 26,0%. Los vertidos de renovable sólo se reducen en 426 GWh al pasar de hidraulicidad media a seca. La generación renovable total, incluyendo hidráulica, se reduce en 16.360 GWh.

Emisiones de CO_2 del mix de generación obtenido en el sistema español peninsular

Las emisiones asociadas al mix de generación obtenido para el caso base y diferente condición de hidraulicidad se recogen en la Tabla 40.

Tabla 40. Emisiones de CO_2 escenario base ST 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA	CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA
Emisiones CO_2 totales, kt	16.264	22.254
Variación CO_2 kt	-	5.990
Coste M€	542	741
Variación coste M€	-	199

Nota: La variación de los valores es respecto al caso base con hidraulicidad media

El total de emisiones CO_2 por generación eléctrica se sitúa entre 16 y 22 Mt. El cambio en el perfil de generación al pasar de año medio a seco (incremento de generación con emisiones) supone un incremento de emisiones de 5,9 Mt anuales que se traduce en 199 M€ aproximadamente.

Intercambios de energía del sistema español peninsular con los sistemas eléctricos vecinos

Los intercambios de energía presentan valores diferentes si se considera año medio o seco, como se aprecia a continuación, aunque España mantiene el perfil neto exportador.

Tabla 41. Intercambios internacionales escenario base ST 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA	CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA
Saldo neto, GWh:(*)	32.578	32.891
Francia	19.987	16.252
Portugal	12.591	16.639
Congestiones (% horas):		
ES-FR	45,75%	46,66%
ES→FR	41,23%	38,58%
ES←FR	4,52%	8,07%
ES-PT	7,71%	8,63%
ES→PT	7,71%	8,62%
ES←PT	0,00%	0,01%
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	11,4	9,8

(*) +: exportación desde España; -: importación de España.

El saldo de intercambios es exportador tanto hacia Francia como hacia Portugal.

Se detecta congestión en la interconexión España – Francia entre el 46-47% de las horas del año. La congestión en el sentido de España hacia Francia se detecta entre el 39-41% de las horas dependiendo de la hidraulicidad del escenario.

Se observa un aumento del saldo neto exportador de España en 0,3 TWh (3,7 TWh de reducción con Francia y 4,0 TWh de incremento con Portugal) en año seco respecto a año medio. Esta variación se debe a que el incremento de la generación térmica en España implica un incremento de los costes marginales que hace que se reduzca la diferencia de precios entre España-Francia (spread medio), que pasa del 11,4 €/MWh en año medio a 9,8 €/MWh en año seco.

Costes de generación en el sistema español peninsular

En términos anuales el coste de generación variable total para el sistema pasa de 9.309 M€ en situación media a 9.736 M€ en situación seca (incremento de 428 M€ equivalente a un 4,5% del coste en situación de hidraulicidad media). En la Tabla 42 se presentan los principales resultados de costes de generación. Los valores de coste marginal en España se sitúan entre 32,6 y 34,1 €/MWh considerando un coste variable nulo para la generación renovable.

Tabla 42. Costes variables de generación escenario base ST 2030

	CASO BASE HIDRAULICIDAD MEDIA	CASO BASE HIDRAULICIDAD SECA
Coste marginal (€/MWh)	32,6	34,1
Variación coste marginal	-	1,5
Coste variable (€/MWh)	32,7	34,1
Variación coste variable	-	1,4
Coste total anual M€:	9.309	9.736
Variación coste anual		427
Renta congestión (M€)	256	240
Valor vertidos RES (M€)	116	107
Coste variable TOTAL (M€)	9.053	9.496
Variación coste anual (M€)		443
Coste anual por € variación coste marginal		295

Nota: La variación de los valores es respecto al caso -base con hidraulicidad media.

Valoración de garantía de suministro en condiciones extremas

El valor del índice de cobertura mínimo se calcula en las condiciones extremas anteriormente descritas en este capítulo y se considera que debe situarse en un valor mínimo de 1,1. En la tabla siguiente se presenta la evaluación del índice de cobertura en la hora de máxima demanda del escenario. Como se puede observar en dicha tabla, no se detecta necesidad de potencia firme adicional para garantizar la cobertura de la demanda en situación extrema referida en el escenario.

Tabla 43. Evaluación de fiabilidad de la cobertura de la demanda máxima del escenario base ST 2030

	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA DISPONIBLE
Hidráulica (incluye bombeo) (MW)	23.050	10.098
Térmica (MW)	36.337	35.354
Renovable (MW):		
Eólica	31.000	2.170
Fotovoltaica	40.000	0
Termosolar	2.300	6
Otras RES	2.550	1.590
Cogeneración y otros (MW)	8.500	4.250
Baterías (MW)	0	0
Indisponibilidad térmica adicional (MW)		-2.000
Saldo intercambios (+ exportación) (MW)		0
Total disponible (MW)		**51.468**
Demanda máxima (MWh)		46.595
Reserva (MW)		4.873
IC en condiciones extremas		**1,10**
Potencia adicional		**0**
IC con potencia adicional		**1,10**

9.2. Efecto en el escenario ST 2030 del cierre parcial del parque nuclear (5 nucleares) en el sistema español peninsular

Los principales efectos del cierre parcial del parque nuclear en el escenario ST 2030 son los siguientes:

- El valor de generación total en el sistema español peninsular se reduce entre 6 y 8,1 TWh. Se observa un incremento de la generación de ciclo combinado entre 27 y 29,5 TWh.
- La sustitución de la generación nuclear por generación térmica con un funcionamiento más flexible, permite incrementar el porcentaje de generación renovable respecto a generación total en un 2% aproximadamente. Este incremento se concentra en la generación eólica. El valor de participación de renovables sobre energía final se incrementa en un 0,6% - 0,7% respecto al escenario base pero se detectan valores inferiores al 27% en condiciones de hidraulicidad seca.
- Debido a la sustitución parcial de la generación nuclear por generación térmica con producción de emisiones, se observa un incremento muy relevante en las emisiones de CO_2 que se sitúa entre 9,8 – 10,6 Mt CO_2 anuales (incremento del 60% - 48% respecto al escenario base).
- El valor de coste marginal en España se incrementa entre 2,3 – 2,5 €/MWh respecto al escenario base debido a la sustitución de la generación nuclear por generación térmica de coste más elevado (ciclo combinado).
- El valor final de coste variable de generación se incrementa entre 4,7 y 4,6 €/MWh respecto al escenario base. El coste anual para la demanda en España del coste variable

de generación se incrementa en torno a 1.347 – 1.288 M€ (incremento del 14% - 13% respecto al escenario base).

9.3. Efecto en el escenario ST 2030 del cierre total de parque nuclear en el sistema español peninsular

Los principales efectos del cierre de la totalidad del parque nuclear en el escenario ST 2030 son los siguientes:

- El valor de generación total en el sistema español peninsular se reduce entre 8,1 y 6,0 TWh. Se observa un incremento de la generación de ciclo combinado entre 42 y 44 TWh.
- El incremento de la generación renovable que resulta de la reducción de producción en base con grupos nucleares que se obtiene es de 1,2 – 0,9 TWh y se ve limitado por la necesidad de contar con un valor mínimo de generación térmica acoplada en el sistema.
- La sustitución de la generación nuclear por generación térmica con un funcionamiento más flexible, permite incrementar el porcentaje de generación renovable respecto a generación total en un 2% aproximadamente. Este incremento se concentra en la generación eólica. El valor de participación de renovables sobre energía final se incrementa en un 0,7 – 0,6% respecto al escenario base, pero se detectan valores inferiores al 27% en condiciones de hidraulicidad seca.
- Debido a la sustitución parcial de la generación nuclear por generación térmica con producción de emisiones, se observa un incremento muy relevante en las emisiones de CO_2 que se sitúa entre 14,9 - 15,7 Mt CO_2 anuales (incremento del 92% - 71% respecto al escenario base).
- El valor de coste marginal en España se incrementa entre 2,3 - 2,5 €/MWh respecto al escenario base debido a la sustitución de la generación nuclear por generación térmica de coste más elevado (ciclo combinado).
- El valor final de coste variable de generación se incrementa entre 6,9 y 7,0 €/MWh respecto al escenario base. El coste anual para la demanda en España del coste variable de generación se incrementa en torno a 1.900 – 2.000 M€ (incremento del 20%-21% respecto al escenario base).
- De la evaluación del índice de cobertura en la hora de máxima demanda del escenario, se detecta una necesidad de potencia firme adicional de unos 6.900 MW para garantizar la cobertura de la demanda en situación extrema en el escenario como se muestra en la Tabla 44.

Tabla 44. Evaluación de fiabilidad de la cobertura de la demanda máxima del escenario ST con cierre total del equipo nuclear

	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA DISPONIBLE
Hidráulica (incluye bombeo) (MW)	23.050	10.098
Térmica (MW)	29.220	28.238
Renovable (MW):		
Eólica	31.000	2.170
Fotovoltaica	40.000	0
Termosolar	2.300	6
Otras RES	2.550	1.590
Cogeneración y otros (MW)	8.500	4.250
Baterías (MW)	0	0
Indisponibilidad térmica adicional (MW)		-2.000
Saldo intercambios (+ exportación) (MW)		0
Total disponible (MW)		**44.352**
Demanda máxima (MWh)		46.595
Reserva (MW)		-2.243
IC en condiciones extremas		**0,95**
Potencia adicional		**6.903**
IC con potencia adicional		**1,10**

En las tablas 45 y 46 se presentan los resultados comparados de los casos base y considerando el cierre parcial y total del parque nuclear.

Tabla 45. Escenarios base ST 2030 y sensibilidad al cierre del parque nuclear

	ESCENARIO ST Caso base hid media			ESCENARIO ST Caso cierre 5 nuclear hid media			ESCENARIO ST Caso cierre total nucleares hid media			ESCENARIO ST Caso base hid seca			ESCENARIO ST Caso cierre 5 nuclear hid seca			ESCENARIO ST Caso cierre total nucleares hid seca		
DEMANDA(TWh)	285			285			285			285			285			285		
GENERACIÓN GWh	325.412	*100,0%*		317.341	*100,0%*		317.315	*100,0%*		325.311	*100,0%*		319.290	*100,0%*		319.152	*100,0%*	
Nuclear	50.978	*15,7%*		14.516	*4,6%*		0	*0,0%*		50.978	*15,7%*		14.516	*4,5%*		0	*0,0%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*4.660*	*0*		*4.660*	*0*		*4.660*	*0*		*4.660*	*0*		*4.660*	*0*		*4.660*	*0*
Ciclo combinado	44.604	*13,7%*		71.794	*22,6%*		86.268	*27,2%*		60.864	*18,7%*		90.355	*28,3%*		104.756	*32,8%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.816*		*24.560*	*2.923*		*24.560*	*3.513*		*24.560*	*2.478*		*24.560*	*3.679*		*24.560*	*4.265*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*10,2%*		32.257	*10,2%*		19.766	*6,1%*		19.766	*6,2%*		19.766	*6,2%*	
Eólica	65.789	*20,2%*		66.891	*21,1%*		66.907	*21,1%*		61.353	*18,9%*		62.201	*19,5%*		62.180	*19,5%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.122*		*31.000*	*2.158*		*31.000*	*2.158*		*31.000*	*1.979*		*31.000*	*2.006*		*31.000*	*2.006*
Solar FV	74.921	*23,0%*		74.952	*23,6%*		74.952	*23,6%*		75.154	*23,1%*		75.198	*23,6%*		75.197	*23,6%*	
Horas equiv.p.c.		*40.000*	*1.873*		*40.000*	*1.874*		*40.000*	*1.874*		*40.000*	*1.879*		*40.000*	*1.880*		*40.000*	*1.880*
Termosolar	4.779	*1,5%*		4.848	*1,5%*		4.848	*1,5%*		5.113	*1,6%*		5.172	*1,6%*		5.171	*1,6%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*4,2%*		13.409	*4,2%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,2%*		13.409	*4,2%*	
Cogen y otros	38.675	*11,9%*		38.675	*12,2%*		38.675	*12,2%*		38.675	*11,9%*		38.675	*12,1%*		38.675	*12,1%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-3.200			-2.521			-2.523			-2.785			-2.103			-2.103		
Consumo bombeo y baterías	12.896			10.162	-21,2%		10.169	-21,1%		11.225			8.475	-24,5%		8.477	-24,5%	
Producción baterías	0			0			0			0			0			0		
Producción bombeo	9.696			7.641	-21,2%		7.646	-21,1%		8.440			6.372	-24,5%		6.374	-24,5%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	191.155			192.356	0,6%		192.372	0,6%		174.795			175.745	0,5%		175.722	0,5%	
Vertidos renovable GWh	3.565			2.527	-29%		2.511	-30%		3.139			2.375	-24%		2.398	-24%	
INTERCONEXIONES																		
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	32.578			25.185	-23%		25.157	-23%		32.891			27.553	-16%		27.414	-17%	
FRANCIA	19.987			14.492	-27%		14.444	-28%		16.252			12.681	-22%		12.741	-22%	
PORTUGAL	12.591			10.693	-15%		10.713	-15%		16.639			14.872	-11%		14.673	-12%	
Congestiones (% horas)																		
ES-FR	45,75%			44,30%	-3%		44,26%	-3%		46,66%			46,96%	1%		47,05%	1%	
ES ->FR	41,23%			35,31%	-14%		35,37%	-14%		38,58%			34,36%	-11%		34,29%	-11%	
FR ->ES	4,52%			9,00%	99%		8,89%	97%		8,07%			12,60%	56%		12,76%	58%	
ES-PT	7,71%			5,27%	-32%		5,21%	-32%		8,63%			6,43%	-26%		6,14%	-29%	
ES ->PT	7,71%			5,26%	-32%		5,19%	-33%		8,62%			6,43%	-25%		6,14%	-29%	
PT -> ES	0,00%			0,01%			0,01%			0,01%			0,00%	-100%		0,00%	-100%	
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	11,4			9,7	-15%		9,7	-15%		9,8			8,3	-16%		8,3	-15%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	256			216	-16%		216	-16%		240			194	-24%		194	-24%	
Δ renta congestión				-40			-40						-46			-46		

Tabla 46. Escenarios base ST 2030 y sensibilidad al cierre del parque nuclear

	ESCENARIO ST Caso base hid media	ESCENARIO ST Caso cierre 5 nuclear hid media		ESCENARIO ST Caso cierre total nucleares hid media		ESCENARIO ST Caso base hid seca		ESCENARIO ST Caso cierre 5 nuclear hid seca		ESCENARIO ST Caso cierre total nucleares hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	116	89	-24%	88	-24%	107		87	-19%	87	-19%
COSTES DEL SISTEMA											
Coste marginal (€/MWh)	32,6	35,1	8%	35,2	8%	34,1		36,4	7%	36,4	7%
Δ coste marginal		2,5		2,5				2,3		2,3	
Coste variable generación (€/MWh)	32,7	37,4	14%	39,7	21%	34,1		38,7	14%	41,0	20%
Δ coste variable generación		4,7		7,0				4,6		6,9	
Total anual coste vble gen (M€)	9.309	10.655	14%	11.305	21%	9.736		11.024	13%	11.664	20%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		1.347		1.997				1.288		1.928	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	256	216	-16%	216	-16%	240		194	-24%	194	-24%
COSTE VARIABLE TOTAL[1] (M€ anuales)	9.053	10.439	15%	11.089	22%	9.496	5%	10.830	14%	11.470	21%
Δ respecto a caso base		1.387		2.037				1.334		1.974	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		557		812				584		871	
Emisiones CO_2 (kt)	16.264	26.080		31.200		22.254		32.890		37.988	
Incremento CO2 kt		9.816	60%	14.936	92%			10.636	48%	15.734	71%
Coste M€	542	868	60%	1.039	92%	741		1.095	48%	1.265	71%
Incremento coste M€		327		497				354		524	
Indicadores participación RES (%)											
RES/demanda	67%	68%	1%	68%	1%	61%		62%	1%	62%	1%
RES/Gen total	59%	61%	3%	61%	3%	54%		55%	2%	55%	2%
RES/energía final (estimación)	28,4%	29,1%	3%	29,1%	3%	26,0%		26,6%	2%	26,6%	2%

[1] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

9.4. Efecto en el escenario ST 2030 del incremento de capacidad comercial de intercambio entre España y Francia hasta 8.000 MW

El incremento del valor de capacidad comercial de intercambio entre España y Francia hasta 8.000 MW frente a los 5.000 MW del escenario base tiene los siguientes efectos en el escenario ST 2030:

- Se observa un aumento de la generación total de entre 9,4 y 9,8 TWh en año medio y seco, respectivamente. En particular se observa una reducción en la utilización del bombeo que disminuye su consumo entre 2,7 y 2,4 TWh. Por el contrario, se incrementa la generación de ciclo combinado en 7,9 y 8,7 TWh en año medio y seco, respectivamente.
- Los valores de vertidos de eólica y solar se reducen en un 28-36% respecto al escenario base. La generación eólica se incrementa en 1,4 y 1,0 TWh y la solar en 0,09 y 0,08 TWh.
- A pesar del incremento de la generación renovable, se obtiene un incremento de mayor magnitud de la generación térmica por lo que los valores de participación de renovables sobre energía final se reducen en torno al 0,6 – 0,7% respecto al escenario base y, como en éste último, en situación seca no alcanza el 27%.
- El nivel de emisiones del sistema se incrementa en unos 3 Mt CO_2 (+14 - +18%).
- En cuanto a intercambios internacionales, el saldo neto exportador de España se incrementa en unos 10 TWh suponiendo alrededor del 31% respecto al caso base correspondiente. La congestión en la interconexión España - Francia se sitúa entre el 32-34% de las horas del año. La congestión en el sentido de España hacia Francia se detecta entre el 29-31% de las horas dependiendo de la hidraulicidad del escenario.
- Los valores medios de spread entre España y Francia se sitúan en el rango 6,7 - 7,6 €/MWh.
- Los valores de coste marginal en España se incrementan entre un 6 -7% al incrementar el saldo exportador hacia Francia. El coste variable total se incrementa entre 659 - 575 M€/ año. Este valor supone un incremento relativo a la variación del coste marginal de 280 – 282 M€ anuales por € de variación del coste marginal.
- No se ha monetizado el beneficio para los consumidores derivado del incremento de la seguridad de suministro que es consecuencia de la existencia de una interconexión más fuerte, ni tampoco los beneficios que se producirían al poderse incrementar la reserva de regulación y los servicios transfronterizos de balance compartidos con otros sistemas centroeuropeos.
- El refuerzo de la interconexión España-Francia hasta 8.000 MW permitiría compartir reservas del sistema centro-europeo, salvo en puntas extremas coincidentes en los sistemas interconectados, produciendo el consiguiente efecto reductor de los costes, si bien no se dispone de los datos necesarios para la cuantificación de esa reserva compartida.

En las Tablas 47 y 48 se presenta el detalle de hipótesis y resultados de los escenarios ST 2030 base y el efecto del incremento de la capacidad comercial de intercambio entre Francia y España hasta 8.000 MW.

Tabla 47. Escenario base ST 2030 y sensibilidad al incremento de capacidad comercial ES-FR

	ESCENARIO ST Caso base hid media			ESCENARIO ST Caso refuerzo E-F 8000 MW hid media			ESCENARIO ST Caso base hid seca			ESCENARIO ST Caso refuerzo E-F 8000 MW hid seca		
DEMANDA(TWh)	285			285			285			285		
GENERACIÓN GWh	325.412	*100,0%*		334.830	*100,0%*		325.311	*100,0%*		335.124	*100,0%*	
Nuclear	50.978	*15,7%*		50.978	*15,2%*		50.978	*15,7%*		50.978	*15,2%*	
Carbón	0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*		0	*0,0%*	
Horas equiv.p.c.		*4.660*	*0*		*4.660*	*0*		*4.660*	*0*		*4.660*	*0*
Ciclo combinado	44.604	*13,7%*		52.529	*15,7%*		60.864	*18,7%*		69.584	*20,8%*	
Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.816*		*24.560*	*2.139*		*24.560*	*2.478*		*24.560*	*2.833*
Hidráulica	32.257	*9,9%*		32.257	*9,6%*		19.766	*6,1%*		19.766	*5,9%*	
Eólica	65.789	*20,2%*		67.187	*20,1%*		61.353	*18,9%*		62.363	*18,6%*	
Horas equiv.p.c.		*31.000*	*2.122*		*31.000*	*2.167*		*31.000*	*1.979*		*31.000*	*2.012*
Solar FV	74.921	*23,0%*		74.947	*22,4%*		75.154	*23,1%*		75.177	*22,4%*	
Horas equiv.p.c.		*40.000*	*1.873*		*40.000*	*1.874*		*40.000*	*1.879*		*40.000*	*1.879*
Termosolar	4.779	*1,5%*		4.849	*1,4%*		5.113	*1,6%*		5.173	*1,5%*	
Resto RES	13.409	*4,1%*		13.409	*4,0%*		13.409	*4,1%*		13.409	*4,0%*	
Cogen y otros	38.675	*11,9%*		38.675	*11,6%*		38.675	*11,9%*		38.675	*11,5%*	
BALANCE ALMACENAMIENTO GWh	-3.200			-2.532			-2.785			-2.198		
Consumo bombeo y baterías	12.896			10.207	-20,9%		11.225			8.860	-21,1%	
Producción baterías	0			0			0			0		
Producción bombeo	9.696			7.674	-20,9%		8.440			6.662	-21,1%	
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	191.155			192.648	0,8%		174.795			175.887	0,6%	
Vertidos renovable GWh	3.565			2.294	-36%		3.139			2.267	-28%	
INTERCONEXIONES												
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	32.578			42.662	31%		32.891			43.290	32%	
FRANCIA	19.987			30.973	55%		16.252			27.403	69%	
PORTUGAL	12.591			11.689	-7%		16.639			15.887	-5%	
Congestiones (% horas)												
ES-FR	45,75%			33,61%	-27%		46,66%			31,61%	-32%	
ES ->FR	41,23%			31,48%	-24%		38,58%			28,89%	-25%	
FR ->ES	4,52%			2,12%	-53%		8,07%			2,72%	-66%	
ES-PT	7,71%			5,79%	-25%		8,63%			6,83%	-21%	
ES ->PT	7,71%			5,76%	-25%		8,62%			6,83%	-21%	
PT -> ES	0,00%			0,02%			0,01%			0,00%	-100%	
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	11,4			7,6	-34%		9,8			6,7	-32%	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	256			267	4%		240			246	-4%	
Δ renta congestión				11						6		

Tabla 48. Escenario base ST 2030 y sensibilidad al incremento de capacidad comercial ES-FR

	ESCENARIO ST Caso base hid media	ESCENARIO ST Caso refuerzo E-F 8000 MW hid media		ESCENARIO ST Caso base hid seca		ESCENARIO ST Caso refuerzo E-F 8000 MW hid seca	
Valoración vertidos RES (M€)	116	80	-31%	107		82	-24%
COSTES DEL SISTEMA							
Coste marginal (€/MWh)	32,6	35,0	7%	34,1		36,2	6%
Δ coste marginal		2,3				2,0	
Coste variable generación (€/MWh)	32,7	35,0	7%	34,1		36,2	6%
Δ coste variable generación		2,3				2,1	
Total anual coste vble gen (M€)	9.309	9.968	7%	9.736		10.311	6%
Δ total anual coste vble gen. (M€)		659				575	
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	256	267	4%	240		246	-4%
COSTE VARIABLE TOTAL[(1)] (M€ anuales)	9.053	9.701	7%	9.496	5%	10.065	6%
Δ respecto a caso base		648				569	
Δ unitario respecto a Δ coste marginal (M€ anuales/1 € de Δ coste marginal)		280				282	
Emisiones CO_2 (kt)	16.264	19.202		22.254		25.474	
Incremento CO2 kt		2.938	18%			3.220	14%
Coste M€	542	639	18%	741		848	14%
Incremento coste M€		98				107	
Indicadores participación RES (%)							
RES/demanda	67%	68%	1%	61%		62%	1%
RES/Gen total	59%	58%	-2%	54%		52%	-2%
RES/energía final (estimación)	28,4%	27,7%	-2%	26,0%		25,4%	-2%

[(1)] *Coste variable generación - Renta congestión interconexión*

Nota: para más información sobre RES/energía final ver el apartado de escenarios energéticos.

10. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN BALEARES

10.1. Escenario base

Los resultados de las simulaciones para los escenarios planteados en el horizonte 2030 para el sistema balear recogen adicionalmente la participación del intercambio Península – Baleares en la cobertura de la demanda de los sistemas eléctricos baleares.

Tabla 49. Estructura de generación del escenario base 2030 en Baleares

	CASO BASE	
	GWH	%
Demanda	6.669	
Generación		
Ciclo combinado	1.652	25%
Motores diésel	76	1%
Turbinas de vapor (carbón)	1.492	22%
Turbinas de gas	777	12%
Eólica	3	0%
Solar	337	5%
Residuos	350	5%
Cogeneración y otros	0	0%
Generación total	4.687	

El mix de generación obtenido para el escenario base en el horizonte 2030 se recoge en la Tabla 49 (considerando el coste del intercambio desde la Península hacia Baleares igual al coste de la tecnología marginal de la Península, es decir ciclo combinado de gas natural). La tecnología con mayor peso en el mix de generación es el ciclo combinado (25%) seguida de las turbinas de vapor (22%). El valor total de generación se sitúa en 4.687 GWh.

Respecto a la generación renovable, se obtiene una producción anual de 690 GWh que representa el 15% de la generación en el sistema Balear y el 10% de su demanda. Las emisiones asociadas al mix de generación eléctrica ascienden a 3,3 Mt CO_2. El intercambio de energía desde la Península hacia Baleares es de 1.982 GWh lo que supone un 30% de la demanda de los sistemas eléctricos de Baleares.

El valor total anual del coste variable de generación, considerando en el intercambio desde la península al coste del ciclo combinado de gas peninsular, se sitúa en 593 M€ siendo el coste unitario de 89 €/MWh. En caso de considerar el intercambio a coste medio peninsular, el total anual del coste variable de generación sería de 548 M con un coste unitario de 82 €/MWh.

10.2. Refuerzo interconexión Península Baleares y Mallorca - Ibiza

Para la evaluación del escenario se considera que la instalación de un segundo enlace entre la Península y Mallorca proporcionaría una capacidad máxima de intercambio desde la Península hacia Baleares de 900 MW y de 200 MW entre Mallorca e Ibiza. El estudio considera necesario un valor de mínima generación térmica acoplada en Baleares de 100 MW en Mallorca. En la

operación del sistema balear puede ser necesario incrementar este valor mínimo dada la debilidad de los sistemas insulares y el impacto que una contingencia simple pudiese provocar en términos de garantía del suministro.

Para el coste del intercambio desde la Península hacia Baleares se han utilizado dos hipótesis: en primer lugar, coste igual al de la tecnología marginal de la Península (ciclo combinado de gas natural) y, en segundo lugar, coste medio de generación en la península. En ambos casos se consideran los valores de coste del escenario base DG 2030.

En el Anexo se presentan las fichas individuales correspondientes tanto al escenario base como a cada una de las sensibilidades evaluadas.

Los aspectos más significativos de modificación respecto a los resultados del escenario base en el sistema balear son:

- La energía generada en el sistema balear se reduce notablemente pasando a 2.006 GWh frente a los 4.687 GWh del escenario base como consecuencia del incremento en el intercambio de energía desde el sistema peninsular que se sitúa en 4.663 GWh (1.982 GWh en el escenario base). La participación del intercambio desde la península pasa a suponer un 70% de la demanda de Baleares frente a un 30% del escenario base.
- El nivel de emisiones se reduce en 297 kt de CO_2 (reducción de un 9% respecto al escenario base) como consecuencia del menor funcionamiento de unidades de generación en Baleares con niveles de emisión superiores a la generación peninsular.
- El valor anual para la cobertura de la demanda de Baleares del coste variable de generación se sitúa entre 490 y 388 M€ (valor base 593 M€) lo que supone una reducción entre el 17% y el 35% dependiendo de la hipótesis de coste del intercambio desde la Península.

10.3. Cierre parcial del parque generador con carbón

En el escenario se considera el cierre de los grupos 1 y 2 de la Central de Alcudia y las mismas infraestructuras de red de transporte que en el escenario base. El coste del intercambio desde la Península hacia Baleares se supone igual al de la tecnología marginal de la Península (ciclo combinado de gas natural). Los aspectos más significativos de la modificación respecto a los resultados del escenario base en el sistema balear son:

- La energía generada en el sistema balear se reduce ligeramente, pero mantiene un 70% de cobertura de la demanda.
- El nivel de emisiones del sistema se reduce en 174kt de CO_2 (5% respecto al escenario base) como consecuencia del menor funcionamiento de unidades de generación con índices de emisiones más elevados.
- El valor anual para la cobertura de la demanda de Baleares del coste variable de generación no se modifica respecto al escenario base manteniendo el valor de 593 M€.

10.4. Refuerzo de interconexiones y cierre parcial del parque generador con carbón.

Para la evaluación del escenario se considera el cierre de los grupos 1 y 2 de la Central de Alcudia y la instalación de un segundo enlace entre la Península y Mallorca junto a un tercer enlace entre Mallorca e Ibiza que proporcionarían una capacidad de intercambio máximo desde la Península hacia Baleares de 900 MW y de 200 MW entre Mallorca e Ibiza. Para el coste del intercambio desde la Península hacia Baleares se supone, al igual que en el apartado anterior, un coste igual al de la tecnología marginal de la Península (ciclo combinado de gas natural). Los aspectos más significativos de modificación respecto a los resultados del escenario base en el sistema balear son:

- La energía generada en el sistema balear se reduce, al igual que en el escenario que considera únicamente el refuerzo de interconexiones, pasando a suponer únicamente el 30% de la cobertura de la demanda de Baleares.
- El valor anual para la cobertura de la demanda de Baleares del coste variable de generación se sitúa en 490 M€ reduciéndose en la misma medida que el escenario que únicamente considera el refuerzo de interconexiones considerando el intercambio con la península al coste medio peninsular.

Tabla 50. Escenarios base Baleares y análisis de sensibilidad

	DG BALEARES Escenario base Intercambio con península a coste ciclo combinado peninsular			DG BALEARES Escenario base Intercambio con península a coste medio peninsular			DG BALEARES Escenario base Cierre parcial parque carbón			DG BALEARES Refuerzo interconexiones Intercambio con península a coste ciclo combinado peninsular			DG BALEARES Refuerzo interconexiones Intercambio con península a coste medio peninsular			DG BALEARES Refuerzo interconexiones Cierre parcial parque carbón		
Demanda (GWh)	6,669			6,669			6,669			6,669			6,669			6,669		
Generación en GWh	4,687	*100.0%*		4,668	*100.0%*		4,689	*100.0%*		2,006	*100.0%*		2,006	*100.0%*		2,006	*100.0%*	
Carbón	1,492	*31.8%*		1,520	*32.6%*		1,189	*25.4%*		1,059	*52.8%*		1,059	*52.8%*		1,055	*52.6%*	
Horas utilización			*3,184*			*3,245*			*4,930*			*2,261*			*2,262*			*4,376*
Ciclo combinado	1,652	*35.2%*		1,599	*34.3%*		1,958	*41.8%*		35	*1.7%*		34	*1.7%*		36	*1.8%*	
Horas utilización			*1,925*			*1,863*			*2,284*			*41*			*40*			*42*
Turbinas de Gas	777			780			764			211			210			211		
Horas utilización			*1,356*			*1,361*			*1,334*			*368*			*267*			*369*
Motores diesel	76			79			88			11			11			13		
Horas utilización			*420*			*436*			*482*			*61*			*63*			*70*
Eólica	3	*0.1%*		3	*0.1%*		3	*0.1%*		3	*0.1%*		3	*0.1%*		3	*0.1%*	
Horas utilización			*893*			*893*			*893*			*893*			*893*			*893*
Solar FV	337	*7.2%*		337	*7.2%*		337	*7.2%*		337	*16.8%*		337	*16.8%*		337	*16.8%*	
Horas utilización			*1,561*			*1,561*			*1,561*			*1,561*			*1,561*			*1,561*
Resto RES	350	*7.5%*		350	*7.5%*		350	*7.5%*		350	*17.4%*		350	*17.5%*		350	*17.4%*	
Total Generación Renovable	690			690			690			690			690			690		
Vertidos renovable																		
GWh	-			-			-			-			-			-		
Interconexiones																		
Península-Baleares	1,982			2,000			1,978			4,663			4,663			4,663		
% cobertura demanda Balear		*30%*			*30%*			*30%*			*70%*			*70%*			*70%*	
Mallorca-Menorca	435			435			432			440			440			439		
Mallorca-Ibiza	352			346			355			975			975			974		
COSTES DEL SISTEMA																		
Δ coste marginal ponderado																		
Coste variable (€/MWh)	89.0			82.0			89.0			74.0			58.0			74.0		
Δ coste variable					*-7*	*-8%*			*0*	*0%*		*-15*	*-17%*		*-31*	*-35%*		*-15*	*-17%*
Total anual coste vble M€	593			548			593			490			388			491		
Δ total año coste vble M€					*-45*	*-8%*			*0*	*0%*		*-103*	*-17%*		*-205*	*-35%*		*-102*	*-17%*
Emisiones CO_2 (kt)	3,268			3,284			3,094			2,971			2,971			2,970		
Incremento CO2 kt					*16*	*0%*			*-174*	*-5%*		*-297*	*-9%*		*-297*	*-9%*		*-298*	*-9%*
Indicadores participación RES (%)																		
RES/Gen total	15%			15%			15%			34%			34%			34%		

11. ANÁLISIS DE RESULTADOS EN CANARIAS

11.1. Escenario base

Tabla 51. Estructura de generación y balance de almacenamiento del escenario base en Canarias

	CASO BASE	
	GWH	%
Demanda	12.054	
Generación		
Ciclo combinado	3 450	28%
Motores diésel	4 618	38%
Turbinas de vapor	1 203	10%
Turbinas de gas	1	0%
Eólica	2 422	20%
Solar	402	3%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	12	0%
Generación total	12.107	
Almacenamiento		
Consumos	-174	
Producción	121	
Balance almacenamiento	-53	

El mix de generación de los sistemas eléctricos canarios obtenido para el escenario base en el horizonte 2030 se recoge en la Tabla 51. La tecnología de producción con mayor peso en es la de motor diésel, con un 38%, y el tipo de combustible mayoritario petróleo y gasóleo, con un 77%.

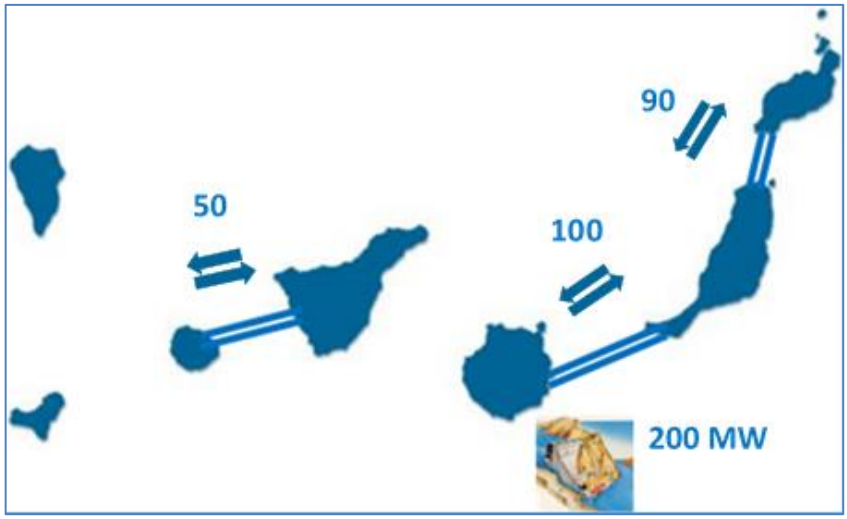
Respecto a la generación renovable, se obtiene una producción anual de 2.824 GWh que representa el 23% de la generación en los sistemas eléctricos canarios y el 23% de su demanda. El valor total de vertidos de generación renovable asciende a 84 GWh que supone el 3% del producible eólico y solar. El total de emisiones de CO_2 por generación eléctrica en Canarias se sitúa en torno a las 5,9 Mt CO_2.

El valor total anual del coste de generación se sitúa en 2.042 M€ por año siendo el coste unitario de 169 €/MWh.

11.2. Escenario renovable

El escenario considera un incremento en la instalación de generación renovable hasta 2.207 MW, 76% de incremento respecto al escenario base, y se incorpora el enlace Gran Canaria – Fuerteventura a las infraestructuras de red de transporte y bombeo incluidas en el escenario base. El valor de capacidad instalada de generación eólica se sitúa en 1.677 MW frente a los 1.015 MW del escenario base y la generación fotovoltaica alcanza un valor de potencia instalada de 530 MW frente a los 235 MW del escenario base.

Gráfico 20. Capacidad de intercambio entre islas (MW) e instalaciones de bombeo en Canarias consideradas en el escenario renovable 2030



Los aspectos más significativos de modificación respecto a los resultados del escenario base en el sistema de Canarias son:

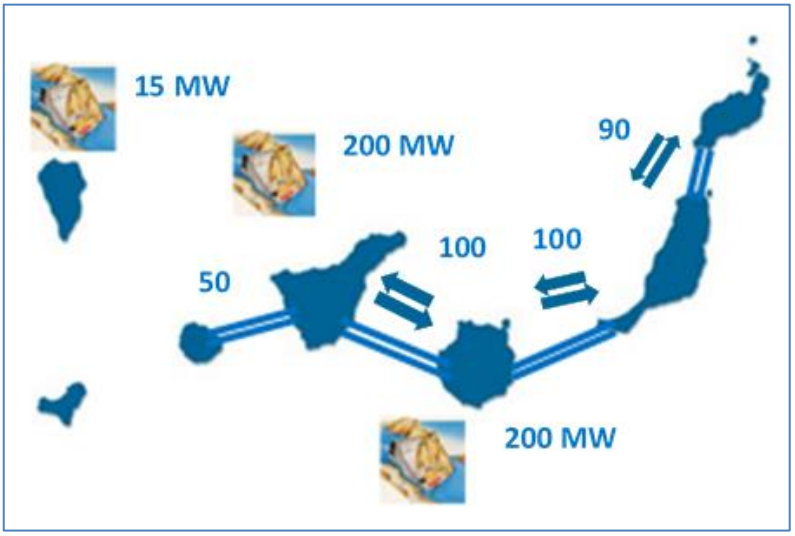
- Se incrementa la generación renovable que alcanza una participación del 37% de la energía en Canarias frente al 23% del escenario base. La generación con fuelóleo o gasóleo pasa a tener una participación del 63% en la cobertura de la demanda frente al 77% del escenario base.
- Como consecuencia del incremento de la generación renovable, el nivel de emisiones de generación de energía eléctrica en Canarias se reduce en 1.080 kt de CO_2, 18% respecto al escenario base.
- El valor anual del coste variable de generación se sitúa en 1.718 M€ (frente a 2.042 M€ en el escenario base) reduciéndose en un 16% respecto al escenario base.

11.3. Escenario renovable alta con refuerzo de infraestructuras eléctricas y bombeos

En este escenario, se consideran en servicio, además de las infraestructuras del escenario anterior (enlaces Tenerife-La Gomera, Gran Canaria-Fuerteventura y segundo Fuerteventura-Lanzarote y bombeo de Soria-Chira), un nuevo enlace entre Gran Canaria y Tenerife, así como dos centrales de bombeo, una en Tenerife y otra en La Palma.

Asociado con este aumento de infraestructuras, en el escenario se considera un incremento adicional en la instalación de generación renovable de 2.522 MW, que duplica el valor del escenario base.

Gráfico 21. Capacidad de intercambio entre islas (MW) e instalaciones de bombeo en Canarias consideradas en el escenario con refuerzo de infraestructuras eléctricas



El valor de capacidad instalada de generación eólica se sitúa en 1.852 MW frente a los 1.015 MW del escenario base y la generación fotovoltaica alcanza un valor de potencia instalada de 530 MW frente a los 235 MW del escenario base. Se considera, además, la instalación de 140 MW de biomasa.

Los aspectos más significativos de modificación respecto a los resultados del escenario base en el sistema de Canarias son:

- Se incrementa la generación renovable que alcanza una participación del 49% de la energía en Canarias frente al 23% del escenario base. La generación con fuelóleo o gasóleo pasa a tener una participación del 51% en la cobertura de la demanda frente al 77% del escenario base.
- El nivel de emisiones de generación de energía eléctrica en Canarias se reduce en 2.090 kt de CO_2, 36% respecto al escenario base como consecuencia del incremento de la generación renovable.
- El valor anual del coste variable de generación se sitúa en 1.449 M€ (frente a 2.042 M€ en el escenario base) reduciéndose en un 29% respecto al escenario base.

11.4. Escenario con refuerzo de infraestructuras eléctricas y gasistas

Además del desarrollo de enlaces y unidades de bombeo considerado en el escenario anterior, este escenario contempla el desarrollo de las plantas de regasificación en Gran Canaria y Tenerife, previstas en la "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte" del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como el desarrollo de las infraestructuras internas –gasoductos- y las necesarias adaptaciones de las centrales de ciclo combinado que actualmente consumen gasóleo para que se alimenten con gas natural. Se considera también que los motores diésel nuevos (necesarios para cubrir la cobertura) están preparados para consumir gas natural.

Al igual que con el resto de costes de combustibles, se ha considerado una variación con respecto a los costes actuales coherente con la del escenario de referencia peninsular DG 2030. Como precio de referencia actual para el gas natural en los sistemas canarios se ha utilizado el precio de referencia recogido en el informe de *Supervisión del mercado de gas natural en España de fecha septiembre de 2017* de la CNMC incrementado en el diferencial de coste entre España y centro de Europa, también recogido en el mismo.

Finalmente, a diferencia del caso anterior, el escenario no considera incremento en la capacidad instalada de generación renovable respecto al escenario base.

Los aspectos más significativos de modificación respecto a los resultados del escenario base en el sistema de Canarias son:

- Se mantiene el valor de participación de la generación renovable respecto al escenario base en 23%.
- La generación con fuelóleo o gasóleo pasa a tener una participación del 13% en la cobertura de la demanda frente al 77% del escenario base. La generación con gas natural supone el 64% de la generación de electricidad en Canarias.
- El nivel de emisiones de generación de energía eléctrica en Canarias se reduce en 1.240 kt de CO_2 respecto al escenario base como consecuencia del cambio de combustible a gas natural.
- El valor anual del coste variable de generación se sitúa en 1.440 M€ (frente a 2.042 M€ en el escenario base) reduciéndose en un 29% respecto al escenario base.

11.5. Escenario renovable alta con refuerzo de infraestructuras eléctricas y gasistas

Para la evaluación del escenario se considera, al igual que en escenario renovable con desarrollo de infraestructuras eléctricas, un incremento en la instalación de generación renovable hasta 2.522 MW, que duplica el valor del escenario base. Se incluyen todos los refuerzos de enlaces entre islas, unidades de bombeo y las infraestructuras de regasificación, gasoductos y adaptaciones de centrales de ciclo combinado.

Los aspectos más significativos de modificación respecto a los resultados del escenario base en el sistema de Canarias son:

- Se eleva la participación de la generación renovable en la generación de energía eléctrica hasta el 49% respecto al 23% del escenario base.
- La generación con fuelóleo o gasóleo pasa a tener una participación del 19% en la cobertura de la demanda frente al 77% del escenario base. La generación con gas natural supone el 32% de la generación de electricidad en Canarias.
- El nivel de emisiones de generación de energía eléctrica en Canarias se reduce en 2,82 Mt de CO_2 respecto al escenario base como consecuencia del cambio de combustible a gas natural y la integración de generación renovable.
- El valor anual del coste variable de generación se sitúa en 1.065 M€ (frente a 2.042 M€ en el escenario base) reduciéndose en un 48% respecto al escenario base.

Finalmente, cabe señalar que, como ocurre en todos los escenarios, la evaluación de los efectos de nuevas infraestructuras sobre las diferentes variables analizadas no presupone la viabilidad económica de las inversiones a realizar, no habiéndose evaluado aquí su impacto sobre la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico y gasista, por resultar dichos análisis fuera del alcance de los estudios abordados. Tal como se ha señalado en diversas ocasiones a lo largo de este informe, la construcción de infraestructuras específicas requerirá la ejecución previa de los correspondientes análisis coste-beneficio.

Tabla 52. Escenario base Canarias y análisis sensibilidad

	DG CANARIAS Escenario *Base*			DG CANARIAS Escenario *Renovables*			DG CANARIAS Escenario *Renovables alta + Infraestructuras eléctricas*			DG CANARIAS Escenario *Infraestructuras eléctrica y gasista*			DG CANARIAS Escenario *Renovables alta + Infraestructuras eléctricas y gasistas*		
Demanda (GWh)	12.054			11.590			11.590			12.054			11.590		
Generación en GWh	12.107	*100,0%*		11.663	*100,0%*		11.731	*100,0%*		12.215	*100,0%*		11.731	*100,0%*	
Ciclo combinado	3.450	*28,5%*		2.897	*24,8%*		2.737	*23,3%*		4.151	*34,0%*		2.737	*23,3%*	
Horas utilización			*3.986*			*3.348*			*3.162*			*4.797*			*3.162*
Turbinas de Vapor	1.203	*9,9%*		1.224	*10,5%*		721	*6,1%*		1.054	*8,6%*		721	*6,1%*	
Horas utilización			*4.052*			*4.123*			*2.429*			*3.551*			*2.429*
Turbinas de Gas	1	*0,0%*		166	*1,4%*		8	*0,1%*		20	*0,2%*		8	*0,1%*	
Horas utilización			*6*			*888*			*41*			*106*			*41*
Motores diesel	4.618	*38,1%*		3.080	*26,4%*		1.671	*14,2%*		3.297	*27,0%*		1.671	*14,2%*	
Horas utilización			*4.709*			*3.848*			*4.312*			*6.202*			*4.312*
Eólica	2.422	*20,0%*		3.401	*29,2%*		4.189	*35,7%*		2.426	*19,9%*		4.189	*35,7%*	
Horas utilización			*2.386*			*2.028*			*2.262*			*2.390*			*2.262*
Solar FV	402	*3,3%*		882	*7,6%*		880	*7,5%*		402	*3,3%*		880	*7,5%*	
Horas utilización			*1.711*			*1.664*			*1.661*			*1.711*			*1.661*
Resto RES	0	*0,0%*		0	*0,0%*		661	*5,6%*		0	*0,0%*		661	*5,6%*	
Cogen y otros	12	*0,1%*		12	*0,1%*		864	*7,4%*		864	*7,1%*		864	*7,4%*	
Producción bombeo	121			170			323			370			323		
Total Generación Renovable	2.824	23%		4.283	37%		5.730	49%		2.829	23%		5.730	49%	
Vertidos renovable															
GWh	84			914			417			79			417		
COSTES DEL SISTEMA															
Coste variable (€/MWh)	169,4			148,2			125,0			119,5			91,9		
Δ coste variable				-21,2			-44,4			-49,9			-77,5		
Total anual coste vble M€	2.042			1.718	*-16%*		1.449	*-29%*		1.440	*-29%*		1.065	*-48%*	
Δ total año coste vble M€				-324			-593			-602			-977		
Emisiones CO_2 (kt)	5.850			4.770			3.760			4.610			3.030		
Incremento CO2 kt				-1.080	*-18%*		-2.090	*-36%*		-1.240	*-21%*		-2.820	*-48%*	
Indicadores participación RES (%)															
RES/Gen total	23%			37%	57%		49%	109%		23%	0%		49%	109%	

12. RESUMEN GENERAL DE RESULTADOS

El objetivo del estudio que se describe en el presente capítulo y que se resumen en este apartado, es evaluar, para un horizonte 2030, diferentes alternativas de combinación de instalación de fuentes de generación de energía eléctrica en el sistema eléctrico español. Para ello, partiendo del marco de referencia definido por los escenarios del TYNDP, cuya versión TYNDP 2018 se encuentra en proceso de elaboración, se seleccionaron los escenarios Generación Distribuida (DG 2030) y Transición Sostenible (ST 2030) como puntos de partida para construir una serie de escenarios para los que se simula el despacho de generación en condiciones de hidraulicidad media y seca bajo la hipótesis base de un mercado con competencia perfecta en la generación eléctrica. Los primeros resultados obtenidos, a la vista de la participación estimada de renovables en energía final inferior al 27% en el escenario ST 2030, señalaron el escenario DG 2030 como el escenario de referencia.

El despacho de generación óptimo se obtiene minimizando, para un modelo de ámbito europeo, el coste variable de generación que corresponde a las hipótesis de partida de cada escenario. El modelo utilizado considera costes variables de generación basados en una previsión de precios de combustibles, costes estimados de operación y mantenimiento de cada tecnología y costes de emisiones de CO_2 sin considerar costes fijos de generación, costes de desmantelamiento de grupos actualmente en servicio y no considerados en el escenario a evaluar, eventuales costes de alargamiento de vida útil de grupos generadores ni otros factores (peajes, impuestos,…) que pueden formar parte de la estrategia de oferta por parte de la generación.

La generación renovable se considera en el modelo con coste variable cero. Se usa un modelo simplificado del sistema en el que los distintos sistemas modelados (zonas de precio) se representan como una red de nudos interconectados por la capacidad comercial de intercambios disponible para el mercado (NTC) en función de las interconexiones físicas que existen entre cada uno de ellos.

En las simulaciones efectuadas de despacho de generación se ha implementado una restricción al conjunto de la generación térmica acoplada en la Península ibérica de 5.500 MW, umbral mínimo estimado para garantizar la disponibilidad de generación de respaldo acoplada, reserva rodante en el sistema y una adecuada respuesta del sistema ante contingencias (estabilidad transitoria), propiedades que en el escenario considerado sólo es capaz de proporcionar la generación síncrona. La determinación precisa de la potencia síncrona que necesita el sistema eléctrico desde la perspectiva del análisis de estabilidad transitoria y de oscilaciones de pequeña señal requiere de análisis que transcienden el alcance las simulaciones de cobertura de nudo único realizadas y deberán ser llevados a cabo en su momento por el operador del sistema.

Las simulaciones descritas consideran posibles situaciones de condiciones de hidraulicidad y condiciones medias de disponibilidad tanto del equipo térmico como de producible renovable. La garantía de suministro exige que, especialmente en las horas de máxima demanda prevista, el sistema disponga de capacidad de generación disponible suficiente para afrontar condiciones extremas de cobertura en cuanto a indisponibilidad de generación térmica, condiciones de hidraulicidad muy seca, un factor reducido de utilización de la generación renovable y falta de apoyo desde los sistemas eléctricos vecinos.

Como resultado de las simulaciones se obtienen los valores de generación renovable y se calcula su participación en el valor total de generación eléctrica, así como el ratio generación renovable

respecto a demanda eléctrica en el sistema español peninsular. Adicionalmente, en el estudio se han calculado los valores estimados de participación de la generación renovable en energía final en el sistema español peninsular utilizando la información incluida en el informe TRENDS 2050 de la Comisión Europea, así como la serie histórica de valores de participación de la generación renovable en la generación total eléctrica y los valores publicados de participación de RES en energía final por EUROSTAT. La propia naturaleza de la estimación no permite considerar variables relativas a otros sectores energéticos, como sería la eficiencia o el desarrollo de las renovables no eléctricas. Este aspecto sí es objeto de tratamiento cuando se analizan los escenarios globales para el conjunto del sector energético.

En este apartado se resumen los aspectos más significativos de los resultados, destacando:

- Objetivos medioambientales:
  - Emisiones de CO_2 resultado del despacho de generación. El valor de referencia a efectos del objetivo de reducción de emisiones de CO_2 establecido por la Comisión Europea para 2030 en el sistema peninsular sería de 53,52 Mt CO_2.
  - Estimación de participación de renovables respecto a energía final. El valor objetivo establecido por la UE para 2030 para este indicador es el 27%. Sin embargo, como es sabido, se trata de un objetivo que se encuentra actualmente en discusión en la Comisión Europea, el Parlamento y el Consejo Europeo.
- Variables económicas: coste marginal, coste variable total incluyendo el coste variable de generación anual y la renta de congestión y spread medio Francia – España.
- Impacto sobre la seguridad de suministro y otras variables significativas: potencia firme síncrona adicional, vertidos de eólica y solar, saldo de intercambios y nivel de congestión de la interconexión España – Francia.

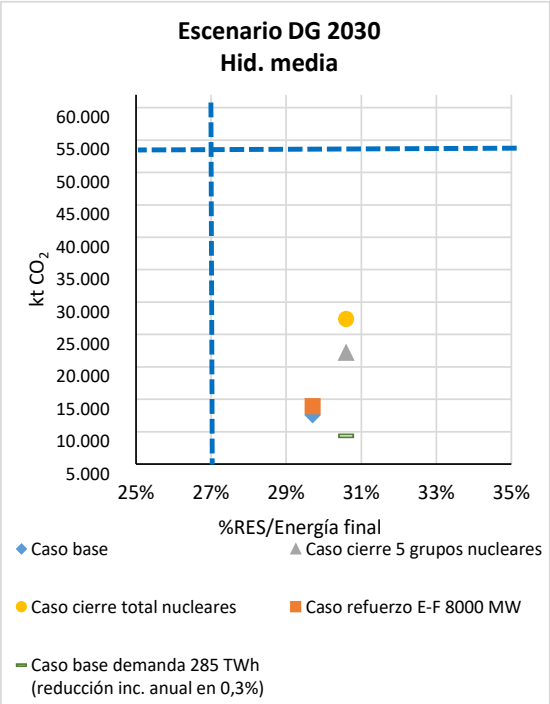
12.1. Escenario DG base y análisis básicos de sensibilidad

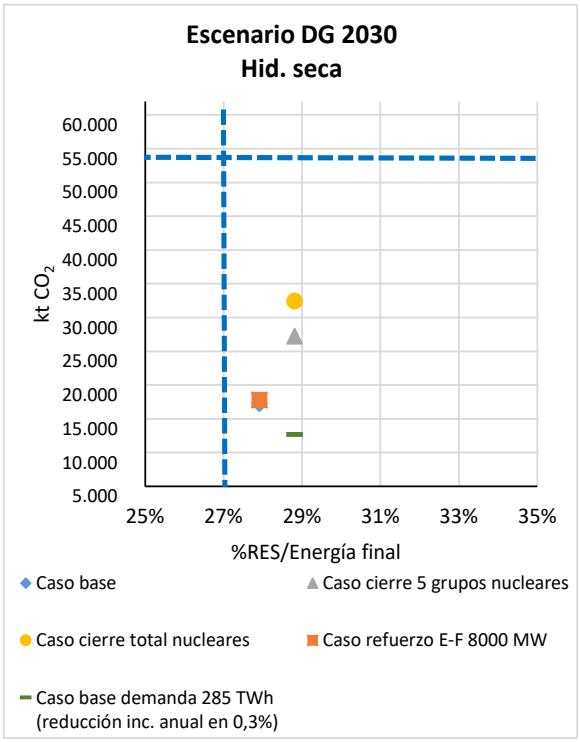
El Gráfico 22 muestra los valores obtenidos de emisiones de CO_2 y valor estimado de participación de renovables respecto a energía final tanto el escenario DG base como en los escenarios correspondientes a los análisis básicos de sensibilidad.

El escenario DG base en condiciones medias presenta una participación estimada de renovable en energía final del 29,7% y un valor de emisiones de 12,59 Mt CO_2.

Para todos los escenarios presentados en el gráfico anterior, los valores de participación de renovables en energía final son superiores al valor objetivo del 27% y los valores de emisiones de CO_2 se sitúan muy alejados del valor de referencia de 53,52 Mt CO_2 para el sistema español peninsular en 2030.

Gráfico 22. Porcentaje de RES / energía final y valor de emisiones de CO_2 en el escenario DG base y escenarios de análisis básicos de sensibilidad





La reducción de la demanda hasta 285 TWh anuales incrementa el valor de participación de renovables respecto a energía final que pasa del 29,7% al 30,6% en condiciones de hidraulicidad media. Las emisiones de CO_2 (9,35 – 12,66 Mt) se reducen entre el 25,8% y el 26,6% respecto al escenario base. El coste variable total del escenario que asciende a 13.131 - 14.513 M€/año, se reduce entre el 8,6% y el 12,7% respecto al escenario base. El coste marginal se sitúa en 47,33 - 51,92 €/MWh.

El cierre parcial o completo del parque nuclear aumenta el valor de participación de renovables respecto a energía final que pasa del 27,9% - 29,7% en el escenario base a un máximo de 30,6% en situación de hidraulicidad media y reduce los vertidos renovables en un 25-27% con respecto al escenario base. El valor de emisiones de CO_2 se incrementa hasta 27,37 Mt en caso de cierre de cinco grupos nucleares y 32,40 Mt en caso de cierre total (117,4% -87,9% respecto al caso base). El coste variable total del escenario se eleva en situación seca hasta 17.819 – 18.900 M€/año (12,3% - 19,1% respecto al escenario base) para el cierre parcial y total respectivamente. El coste marginal se sitúa entre 55,16 y 57,08 €/MWh. El coste variable total se incrementa hasta 3.237 M€/año sobre el caso base DG. En términos relativos a la variación del coste marginal el incremento de coste variable total es de 1.195 M€/año por € de variación del coste marginal.

Debe señalarse que el cierre parcial o total del parque de generación nuclear podría tener un impacto adicional muy relevante en los valores de capacidad comercial de intercambio en la frontera entre España y Francia: la reducción de la generación en el área oriental del sistema español peninsular cercano a esta frontera conllevaría un importante incremento en el valor de los flujos físicos a través de las líneas de interconexión en la zona este de dicha frontera y obligaría para el cumplimiento de los criterios de seguridad del sistema a la reducción significativa de los valores de capacidad comercial de intercambio.

Con el refuerzo de la interconexión España –Francia hasta 8.000 MW de capacidad comercial de intercambio no se modifica el valor de participación de renovables respecto a energía final y las

emisiones aumentan entre 1,32 – 0,53 Mt CO_2 (11% - 3% sobre el valor de emisiones del escenario base). El coste variable total del escenario asciende a 16.584 M€/año, con un incremento entre el 6,4% – 4,6% respecto al escenario base (15.050 M€/año - 15.873 M€/año). El coste marginal se sitúa entre 55,30 y 57,06 €/MWh (52,01 - 54,57 €/MWh en el escenario base).

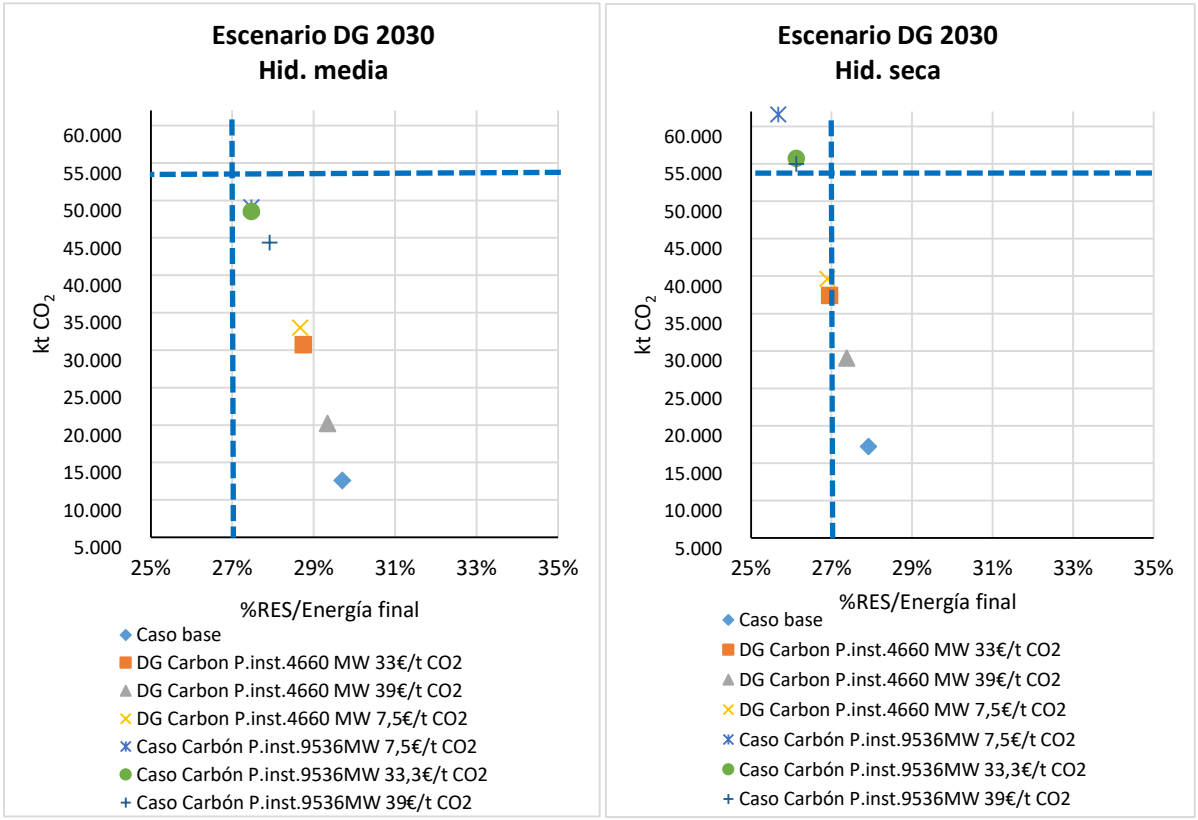
El incremento de capacidad en la interconexión España – Francia proporciona una reducción del 31 – 32% de los vertidos de generación renovable y un aumento relevante del saldo exportador del sistema peninsular español con una reducción significativa del spread medio España – Francia, aunque se mantiene por encima de 10 €/MWh en situación de hidraulicidad media.

En el escenario base DG 2030 se detecta la necesidad de 4.700 MW de potencia firme adicional para garantizar el suministro en situación extrema de cobertura. El cierre total del equipo generador nuclear incrementa la necesidad de potencia firme para garantizar la cobertura de la demanda en situación extrema hasta 11.800 MW. El refuerzo de la interconexión España-Francia hasta 8.000 MW permitiría salvo en puntas extremas coincidentes en los sistemas interconectados, produciendo el consiguiente efecto reductor de los costes, si bien no se dispone de los datos necesarios para la cuantificación de esa reserva compartida.

12.2. Escenario DG base y sensibilidad a coste de emisiones y modificación del parque de generación con carbón

En los escenarios base considerados inicialmente (DG 2030 y ST 2030) las centrales de carbón no entran en funcionamiento. Para evaluar su posible funcionamiento se plantean simulaciones reduciendo el precio del CO_2 e incrementando el valor de potencia instalada del parque de carbón.

Gráfico 23. Porcentaje de RES / energía final y valor de emisiones de CO_2 en el escenario DG base y con modificaciones del parque de generación con carbón y coste de emisiones CO_2



En los escenarios con funcionamiento de la generación con carbón se observa un aumento de las emisiones de CO_2 que, para un parque de 4.660 MW y situación seca, se sitúa entre 29,05 Mt para 39 €/t CO_2 y 39,63 Mt para 7,5 €/t CO_2 (incremento de 68,5% – 129,8% respecto al escenario base). Estas cifras se encuentran por debajo del límite de emisiones establecido.

Por otro lado, aun cuando se observa una reducción de la participación de renovables respecto a energía final, con un 28,7%, se superaría el objetivo del 27% para el escenario de hidraulicidad media, quedándose en un 26,9% en los escenarios de hidraulicidad seca.

En los escenarios con un parque de generación con carbón igual al actual (9.536 MW), el valor de emisiones se incrementa en 36,46 Mt – 44,38 Mt (189,6% – 218,9% respecto al escenario base). Para un coste de 7,5 €/t CO_2 y condiciones de hidraulicidad seca el valor de emisiones supera el valor de referencia para 2030 en el sistema español peninsular (53,52 Mt CO_2). Por otra parte, el valor estimado de participación de renovables respecto a energía final, en situación seca varía entre el 26,1% para 39 €/t CO_2 y el 25,7% para 7,5 €/t CO_2.

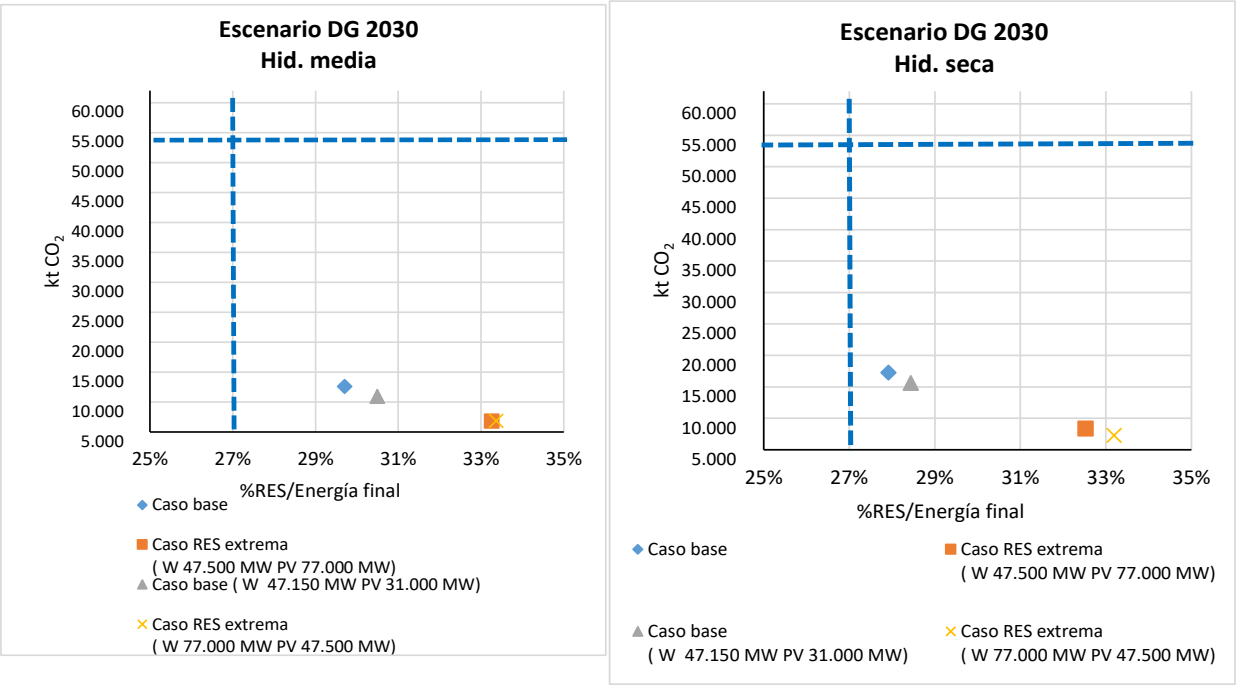
En los escenarios con 4.660 MW de generación con carbón, el coste variable total se sitúa entre 10.470 M€/año (reducción del 30% respecto al escenario base) en situación de hidraulicidad media y 7,5 €/t CO_2 y 14.886 M€ (reducción del 6,2% respecto al escenario base) en situación seca y 39 €/t CO_2.

Para un parque de generación con carbón igual al actual (9.536 MW), el coste variable total se sitúa entre 8.129 M€/año (reducción del 46% respecto al escenario base) en situación hidráulica media y coste de 7,5 €/t CO_2 y 14.226 M€/año (reducción del 10% respecto al escenario base) en situación seca y 39 €/t CO_2.

12.3. Escenario DG y sensibilidad a la modificación de potencia instalada de generación renovable

El incremento de la potencia instalada de generación eólica y la reducción correspondiente de fotovoltaica respecto al escenario base DG incrementa el valor de participación de renovables en energía final hasta 28,4% - 30,5% (27,9% - 29,7% en escenario base).

Gráfico 24. Porcentaje de RES / energía final y valor de emisiones de CO_2 en el escenario DG base y con modificación de potencia instalada de generación renovable



El máximo valor de participación de renovables en energía final que se alcanza es del 33,4 % para el escenario con una potencia instalada de 77.000 MW de generación eólica y 47.500 MW de generación fotovoltaica. Si se considera adicionalmente un incremento de la demanda anual hasta 320 TWh, se consigue un valor máximo de participación del 34,0%[15].

Partiendo de este escenario, dotando al sistema de recursos adicionales de almacenamiento de 480 GWh con potencia de 5.000 MW con posibilidad de mantener el almacenamiento hasta 60 días además del refuerzo de la interconexión España – Francia hasta 8.000 MW se alcanzaría un valor de 71,8% de generación renovable respecto a la generación total en el sistema español peninsular y un valor estimado de 34% de generación renovable en energía final.

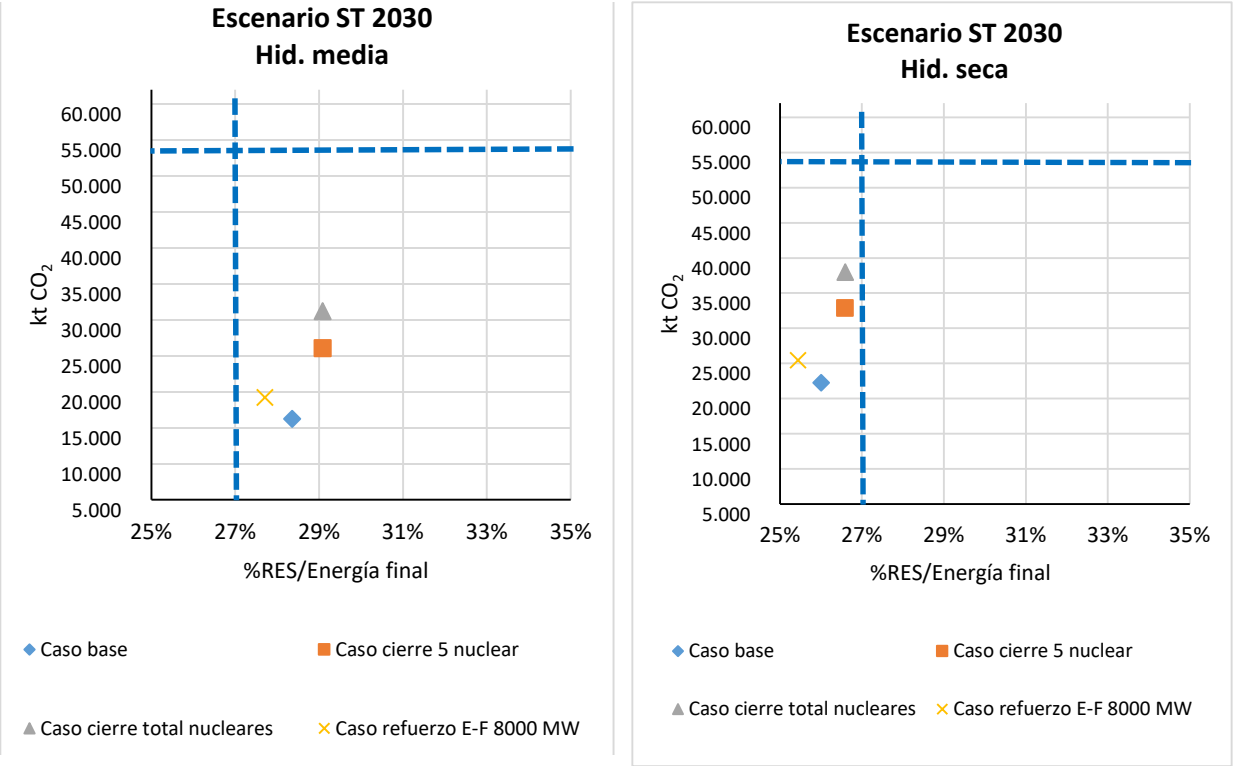
12.4. Escenario ST y sensibilidad a cierre del parque nuclear e incremento de la capacidad comercial entre España y Francia

En el estudio del escenario ST se obtiene, como resultado más relevante, que los valores estimados de participación de generación renovable en energía final no alcanzan el valor objetivo del 27% en situación de hidraulicidad seca.

Los efectos del cierre del parque nuclear y el refuerzo de la interconexión con Francia hasta los 8.000 MW de NTC producen efectos completamente análogos a los descritos para el escenario DG, si bien con incremento menores de las variables monitorizadas (coste variable, coste total, emisiones de CO_2, etc.).

[15] Si ese incremento de la demanda eléctrica se derivase de una reducción equivalente de demanda energética de sectores emisores de CO_2, la componente de renovables sobre energía final alcanzada sería superior a esa cifra.

Gráfico 25. Porcentaje de RES / energía final y valor de emisiones de CO_2 en el escenario ST base y con cierre parcial y total del parque nuclear e incremento de la interconexión España-Francia



Finalmente, en la siguiente tabla se recoge un análisis de cobertura para diferentes resultados, en el que se analiza la potencia firme adicional necesaria para alcanzar un índice de cobertura del 10% adicional de la demanda punta del sistema peninsular.

Tabla 53. Necesidad de potencia firme adicional para la punta máxima. Año seco

Escenarios	Potencia firme adicional (MW)
DG. Caso base	4.700
DG sin parque nuclear	11.800
DG con ES-FR 8.000 MW	4.700
DG. Caso base con demanda 320 TWh	3.000
ST. Caso base	0
ST sin parque nuclear	6.900
ST con ES-FR 8.000 MW	0

Nota: datos redondeados.

Los valores de potencia firme adicional anteriormente reflejados podrán verse reducidos en la media en la que existan acciones de gestión de demanda que contribuyan a proporcionar potencia firme al sistema.

Tabla 54. Resumen de resultados

Escenario		Emisiones (kt CO_2)	% RES / Energía final	Coste variable total (M€/año)	Coste variable generación (M€/año)	Coste marginal (€/MWh)	Renta congestión sistema español (M€/año)	Congestión España - Francia	Spread medio E - F (€/MWh)	Saldo intercambios (GWh) + sentido exportador	Vertidos eólica y solar (GWh / año)	Valoración vertidos eólica y solar (M€/año)
DG Caso base	hid media	12.593	29,7%	15.050	15.395	52,0	345	42,3%	15,8	22.446	4.399	229
DG Caso base demanda 285 TWh (reducción inc. anual en 0,3%)	hid media	9.350	30,6%	13.131	13.489	47,3	358	42,2%	16,2	23.213	5.375	254
DG Caso cierre 5 grupos nucleares	hid media	22.198	30,6%	17.204	17.504	55,2	300	40,4%	13,7	14.906	3.311	183
DG Caso cierre total nucleares	hid media	27.373	30,6%	18.287	18.587	55,2	300	40,4%	13,8	14.933	3.304	182
DG Caso refuerzo E-F 8.000 MW	hid media	13.918	29,7%	16.019	16.385	55,3	366	28,7%	10,5	28.413	3.035	168
DG Caso base	hid seca	17.245	27,9%	15.873	16.164	54,6	291	42,3%	13,2	19.587	4.207	230
DG Caso base demanda 285 TWh (reducción inc. anual en 0,3%)	hid seca	12.663	28,8%	14.513	14.795	51,9	282	35,8%	12,9	17.127	4.676	243
DG Caso cierre 5 grupos nucleares	hid seca	27.206	28,8%	17.819	18.074	57,1	255	43,9%	11,7	13.171	3.071	175
DG Caso cierre total nucleares	hid seca	32.398	28,8%	18.900	19.155	57,1	255	43,7%	11,6	13.231	3.066	175
DG Caso refuerzo E-F 8.000 MW	hid seca	17.773	27,9%	16.584	16.902	57,1	318	26,4%	9,1	23.374	2.849	163
DG Carbón P.inst.4.660 MW 33€/t CO_2	hid media	30.691	28,7%	12.852	13.216	44,6	364	48,7%	16,7	31.131	6.285	280
DG Carbón P.inst.4.660 MW 39€/t CO_2	hid media	20.176	29,3%	13.870	14.208	48,0	338	41,7%	15,5	25.737	5.214	250
DG Carbón P.inst.4.660 MW 33€/t CO_2	hid seca	37.430	26,9%	14.275	14.554	49,1	279	41,8%	12,6	27.682	5.960	293
DG Carbón P.inst.4.660 MW 39€/t CO_2	hid seca	29.050	27,4%	14.886	15.168	51,2	282	41,2%	12,8	23.642	5.161	264
DG Carbón P.inst.4.660 MW 7,5€/t CO_2	hid media	32.964	28,7%	10.470	10.720	36,2	250	49,2%	11,4	32.641	5.534	200
DG Carbón P.inst.4.660 MW 7,5€/t CO_2	hid seca	39.635	26,9%	12.300	12.463	42,1	163	38,9%	7,4	29.357	5.025	211
DG Caso Carbón P.inst.9.536MW 7,5€/t CO_2	hid media	49.058	27,5%	8.129	8.494	28,7	365	60,0%	16,6	43.771	7.641	219
DG Caso Carbón P.inst.9.536MW 33,3€/t CO_2	hid media	48.529	27,5%	12.842	13.201	44,6	359	59,8%	16,3	43.249	7.628	340
DG Caso Carbón P.inst.9.536MW 39€/t CO_2	hid media	44.349	27,9%	12.967	13.351	45,1	384	62,4%	17,5	40.152	7.546	340

Escenario		Emisiones (kt CO_2)	% RES / Energía final	Coste variable total (M€/año)	Coste variable generación (M€/año)	Coste marginal (€/MWh)	Renta congestión sistema español (M€/año)	Congestión España - Francia	Spread medio E - F (€/MWh)	Saldo intercambios (GWh) + sentido exportador	Vertidos eólica y solar (GWh / año)	Valoración vertidos eólica y solar (M€/año)
DG Caso Carbón P.inst.9.536MW 7,5€/t CO_2	hid seca	61.625	25,7%	10.802	11.023	37,2	221	49,8%	9,9	42.421	6.310	235
DG Caso Carbón P.inst.9.536MW 33,3€/t CO_2	hid seca	55.752	26,1%	13.515	13.817	46,6	302	47,4%	13,6	37.907	7.697	359
DG Caso Carbón P.inst.9.536MW 39€/t CO_2	hid seca	54.992	26,1%	14.226	14.525	49,0	299	48,0%	13,5	38.002	7.430	364
DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW)	hid media	12.593	29,7%	15.050	15.395	52,0	345	42,3%	15,8	22.446	4.399	229
DG Caso base (W 47.150 MW PV 31.000 MW)	hid media	10.974	30,5%	14.282	14.660	49,5	378	41,0%	17,3	26.846	3.228	160
DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW)	hid media	6.838	33,3%	4.668	5.632	19,0	963	84,0%	43,8	55.477	31.265	594
DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW)	hid media	6.861	33,4%	3.965	5.018	16,9	1.053	75,5%	47,8	57.706	55.359	937
DG Caso base (W 31.000 MW PV 47.150 MW)	hid seca	17.245	27,9%	15.873	16.164	54,6	291	42,3%	13,2	19.587	4.207	230
DG Caso base (W 47.150 MW PV 31.000 MW)	hid seca	15.630	28,4%	16.359	16.626	56,1	267	32,6%	11,5	20.776	2.799	157
DG RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW)	hid seca	8.381	32,5%	8.498	9.228	31,1	730	60,6%	32,4	48.240	25.202	785
DG RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW)	hid seca	7.271	33,2%	5.920	6.796	22,9	876	77,2%	39,1	58.149	30.941	709
DG RES extrema +320 TWh demanda (W 47.500 MW PV 77.000 MW)	hid media	7.561	33,6%	7.552	8.384	26,2	832	70,4%	37,6	46.338	21.086	552
DG RES extrema +320 TWh demanda (W 77.000 MW PV 47.500 MW)	hid media	6.917	34,0%	5.245	6.212	19,4	967	79,2%	43,8	54.555	37.282	723
DG RES extrema + 320 TWh demanda (W 47.500 MW PV 77.000 MW)	hid seca	10.398	32,5%	13.213	13.708	42,8	495	54,8%	22,1	40.435	16.961	726
DG RES extrema + 320 TWh demanda (W 77.000 MW PV 47.500 MW)	hid seca	8.666	33,3%	9.970	10.650	33,2	680	61,7%	30,2	48.581	22.597	751
DG Caso base + 320 TWh demanda (W 31.000 MW PV 47.150 MW)	hid media	17.142	28,8%	17.641	17.928	56,0	286	39,8%	13,1	13.344	2.966	166

Escenario		Emisiones (kt CO_2)	% RES / Energía final	Coste variable total (M€/año)	Coste variable generación (M€/año)	Coste marginal (€/MWh)	Renta congestión sistema español (M€/año)	Congestión España - Francia	Spread medio E - F (€/MWh)	Saldo intercambios (GWh) + sentido exportador	Vertidos eólica y solar (GWh / año)	Valoración vertidos eólica y solar (M€/año)
DG Caso base + 320 TWh demanda (W 47.150 MW PV 31.000 MW)	hid seca	14.937	29,7%	18.051	18.309	57,2	258	34,4%	11,8	15.397	2.029	116
DG Caso base + 320 TWh demanda (W 31.000 MW PV 47.150 MW)	hid media	22.597	26,8%	18.112	18.361	57,3	249	43,7%	11,3	12.482	2.986	171
DG Caso base + 320 TWh demanda (W 47.150 MW PV 31.000 MW)	hid media	20.442	27,5%	19.117	19.313	60,3	196	35,3%	9,0	11.377	1.933	117

ANEXO 1.B

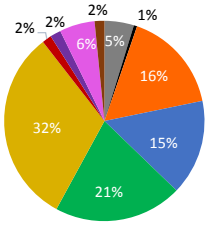
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso Base. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 029*

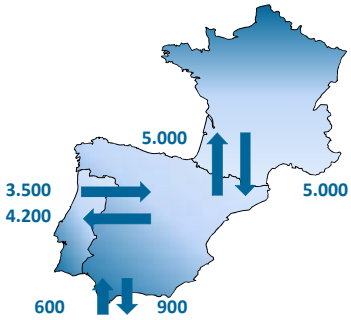
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	32%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**149.439**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



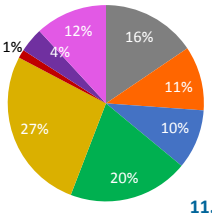
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

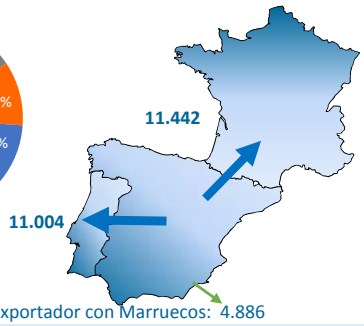
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	16%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	34.702	11%	1.413
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	64.923	20%	2.094
Solar FV	88.027	27%	1.867
Termosolar	4.589	1%	1.995
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**327.449**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.162**
Consumo almacenamiento	*20.319*
Producción bombeo	*10.838*
Producción baterías	*5.319*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO ***ES EXPORT*** ***27.332***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	33,4%	8,9%
ES-PT	4,0%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.476***	*81%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***203.205***	*62%*	*de la gener. eléctrica*	*69%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.248.289***		***55% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 12.593 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 345

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh) 4.399 — *2,7%* *del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0 — *0* *Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		229
Coste variable TOTAL: [2]		15.050
	Costes adquisición energía [3]	*15.395*
	Rentas congestión	*-345*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**17.923**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*52,0*
Coste marginal	*52,0*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

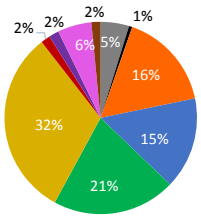
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso Base. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 025*

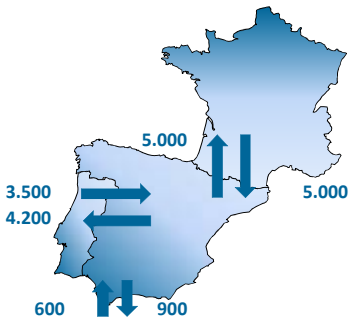
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	32%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**149.439**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



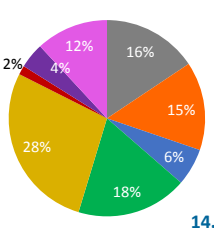
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

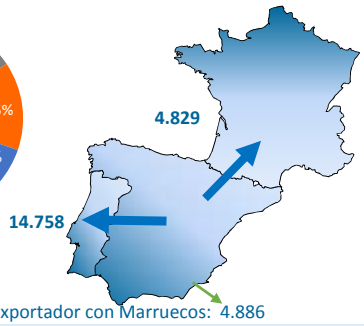
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	16%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	47.285	15%	1.925
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	59.465	18%	1.918
Solar FV	89.891	28%	1.906
Termosolar	5.003	2%	2.175
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**324.361**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-3.934**
Consumo almacenamiento	*19.158*
Producción bombeo	*10.268*
Producción baterías	*4.957*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO ***ES EXPORT*** ***24.473***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	27,1%	15,2%
ES-PT	5,8%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.937***	*74%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***187.534***	*58%*	*de la gener. eléctrica*	*63%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.233.464***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [(1)]: 17.245 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 291

[(1)] No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.

Vertidos España

Vertidos (GWh)	4.207		
	2,6%	*del producible eólico y solar*	

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	1	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		230
Coste variable TOTAL: [(2)]		15.873
	Costes adquisición energía [(3)]	*16.164*
	Rentas congestión	*-291*
De inversión [(4)]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**18.746**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*54,6*
Coste marginal	*54,6*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[(2)] Coste variable de generación - rentas de congestión.
[(3)] Coste de adquisición para los consumidores españoles.
[(4)] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

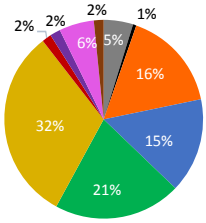
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso base demanda 285 TWh. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 089*

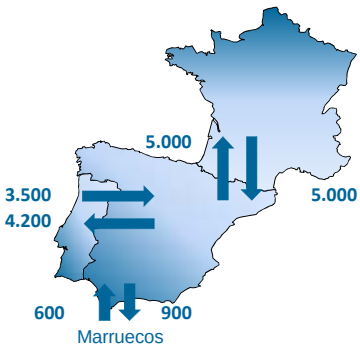
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	32%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**149.439**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



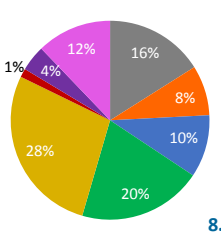
Informacion adicional:

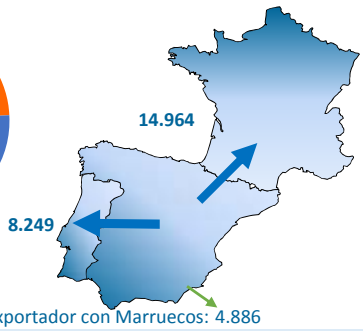
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	16%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	25.978	8%	1.058
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	64.014	20%	2.065
Solar FV	87.795	28%	1.862
Termosolar	4.495	1%	1.954
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**317.490**	**100%**	
Balance almacenamiento	**-4.642**		
Consumo almacenamiento	*22.522*		
Producción bombeo	*12.000*		
Producción baterías	*5.879*		

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***28.099***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	36,8%	5,5%
ES-PT	1,5%	0,7%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.250***	*86%*	*de la gener. eléctrica*	*75%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***201.970***	*64%*	*de la gener. eléctrica*	*71%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.243.347***		***57%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España[1]: *9.350* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *358*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh) 5.375

3,3% *del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0

0 *Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		254
Coste variable TOTAL: [2]		13.131
	Costes adquisición energía [3]	*13.489*
	Rentas congestión	*-358*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**16.004**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*47,4*
Coste marginal	*47,3*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

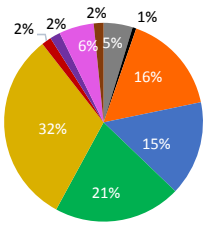
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso base demanda 285 TWh. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 090*

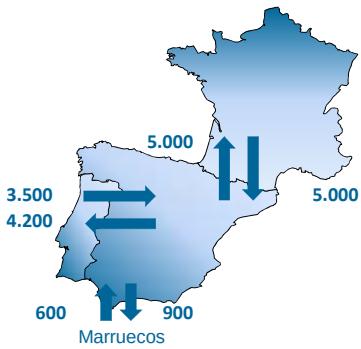
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	32%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**149.439**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



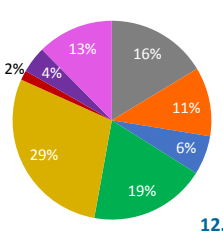
Informacion adicional:

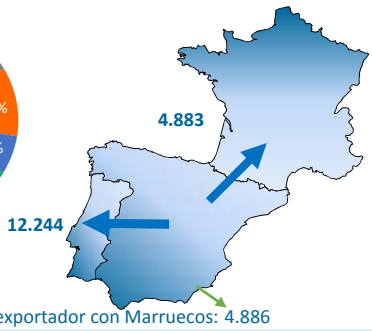
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	16%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	34.915	11%	1.422
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	58.902	19%	1.900
Solar FV	89.737	29%	1.903
Termosolar	4.906	2%	2.133
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**311.175**	**100%**	
Balance almacenamiento	**-4.413**		
Consumo almacenamiento	*21.422*		
Producción bombeo	*11.544*		
Producción baterías	*5.466*		

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***22.013***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	26,3%	9,4%
ES-PT	4,9%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.786***	*79%*	*de la gener. eléctrica*	*63%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***186.718***	*60%*	*de la gener. eléctrica*	*66%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.228.366***		***56%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España[(1)]: 12.663 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 282

[(1)] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh) 4.676

2,9% *del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0

0 *Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		243
Coste variable TOTAL: [(2)]		14.513
	Costes adquisición energía [(3)]	*14.795*
	Rentas congestión	*-282*
De inversión [(4)]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**17.386**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*52,0*
Coste marginal	*51,9*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[(2)] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[(3)] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[(4)] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

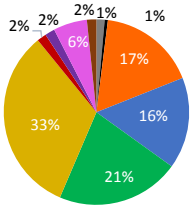
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso cierre 5 grupos nucleares. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 021*

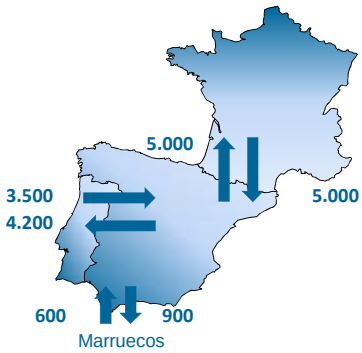
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	2.033	1%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	33%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**144.355**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



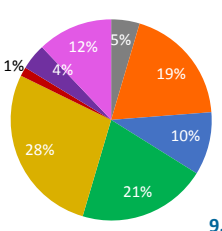
Informacion adicional:

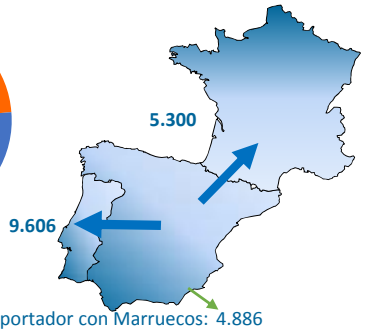
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***108.090***	*75%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*73%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	14.614	5%	7.187
Carbón	0	0%	0
Ciclos	61.381	19%	2.499
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	66.160	21%	2.134
Solar FV	88.203	28%	1.870
Termosolar	4.699	1%	2.043
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**319.397**	**100%**	
Balance almacenamiento	**-3.650**		
Consumo almacenamiento	*17.898*		
Producción bombeo	*9.466*		
Producción baterías	*4.782*		

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***19.792***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	27,8%	12,6%
ES-PT	2,8%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.480***	*79%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***204.727***	*64%*	*de la gener. eléctrica*	*69%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.249.789***		***55%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : 22.198 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 300

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	3.311	
	2,0%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		183
Coste variable TOTAL: [2]		17.205
	Costes adquisición energía [3]	*17.504*
	Rentas congestión	*-300*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**20.078**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*59,1*
Coste marginal	*55,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

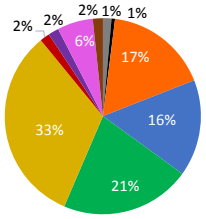
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso cierre 5 grupos nucleares. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 027*

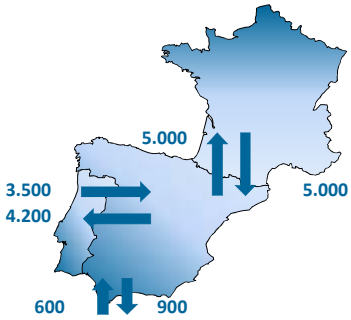
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	2.033	1%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	33%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**144.355**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



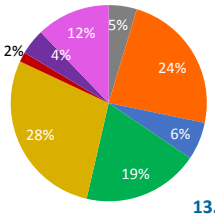
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***108.090***	*75%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*73%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

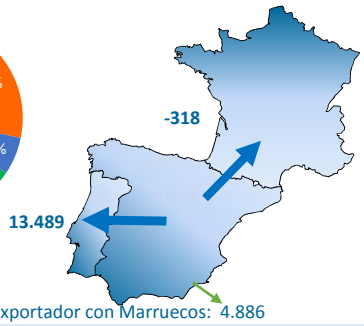
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	14.614	5%	7.187
Carbón	0	0%	0
Ciclos	75.030	24%	3.055
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	60.824	19%	1.962
Solar FV	90.022	28%	1.909
Termosolar	5.130	2%	2.230
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**317.469**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-3.458**
Consumo almacenamiento	*16.910*
Producción bombeo	*8.993*
Producción baterías	*4.459*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO ***ES EXPORT*** ***18.057***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	22,8%	21,1%
ES-PT	4,3%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.934***	*72%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***189.150***	*60%*	*de la gener. eléctrica*	*64%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.235.120***		***54%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *27.206* *Rentas de la congestión (M€). España:* *255*

[1] No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.

Vertidos España

Vertidos (GWh) 3.071

1,9% *del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0

0 *Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		175
Coste variable TOTAL: [2]		17.819
	Costes adquisición energía [3]	*18.074*
	Rentas congestión	*-255*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**20.692**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*61,1*
Coste marginal	*57,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[2] Coste variable de generación - rentas de congestión.
[3] Coste de adquisición para los consumidores españoles.
[4] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

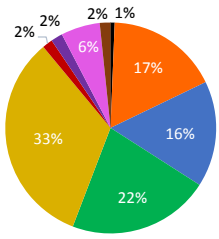
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso cierre total nucleares. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 068*

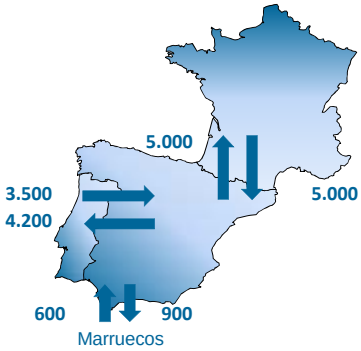
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	0	0%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	47.157	33%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**142.322**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

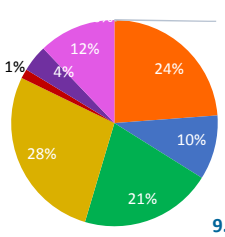
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***106.057***	*75%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*75%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

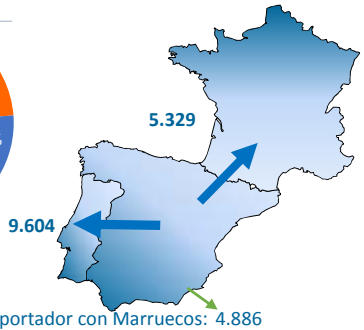
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	0	0%	0
Carbón	0	0%	0
Ciclos	76.014	24%	3.095
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	66.167	21%	2.134
Solar FV	88.203	28%	1.870
Termosolar	4.699	1%	2.043
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**319.423**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-3.650**
Consumo almacenamiento	*17.900*
Producción bombeo	*9.467*
Producción baterías	*4.783*

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***19.819***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	27,9%	12,5%
ES-PT	2,6%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.482***	*79%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***204.735***	*64%*	*de la gener. eléctrica*	*69%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.249.808***		***55% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : 27.373 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 300

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	3.304	
	2,0%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		182
Coste variable TOTAL: [2]		18.286
	Costes adquisición energía [3]	*18.587*
	Rentas congestión	*-300*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**21.159**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*62,8*
Coste marginal	*55,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

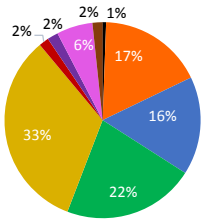
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso cierre total nucleares. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 069*

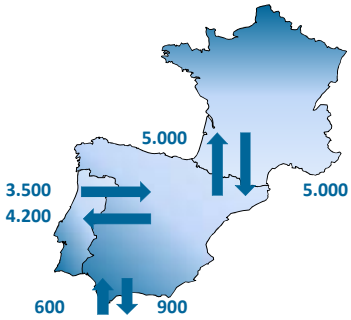
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	0	0%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	47.157	33%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**142.322**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



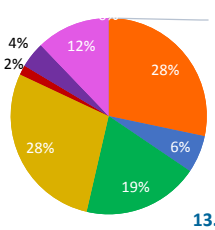
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***106.057***	*75%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*75%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*72%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

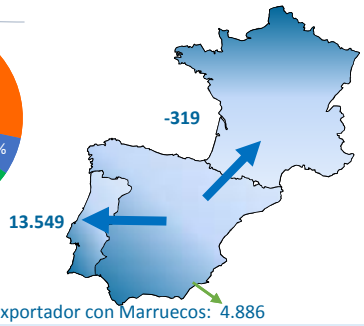
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	-	-	-
Carbón	0	0%	0
Ciclos	89.699	28%	3.652
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	60.829	19%	1.962
Solar FV	90.022	28%	1.909
Termosolar	5.129	2%	2.230
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**317.529**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-3.458**
Consumo almacenamiento	*16.911*
Producción bombeo	*8.994*
Producción baterías	*4.459*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO ***ES EXPORT*** ***18.116***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	22,8%	20,9%
ES-PT	4,2%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.935***	*72%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***189.155***	*60%*	*de la gener. eléctrica*	*64%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.235.121***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: *32.398* *Rentas de la congestión (M€). España:* *255*

[1] No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.

Vertidos España

Vertidos (GWh) 3.066

1,9% *del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0

0 *Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		175
Coste variable TOTAL: [2]		18.900
	Costes adquisición energía [3]	*19.155*
	Rentas congestión	*-255*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**21.773**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*64,7*
Coste marginal	*57,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[2] Coste variable de generación - rentas de congestión.
[3] Coste de adquisición para los consumidores españoles.
[4] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

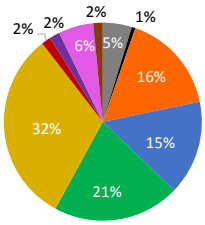
Escenario de prospectiva 1. Caso NTC E-F 8000 MW. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 022*

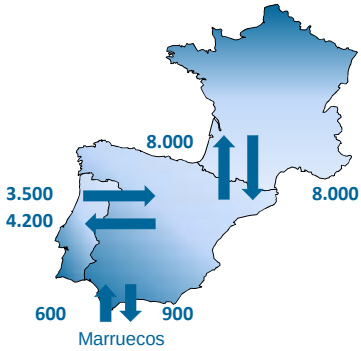
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	32%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**149.439**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)

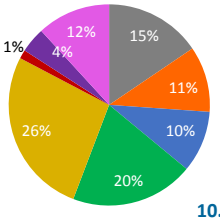


Informacion adicional:

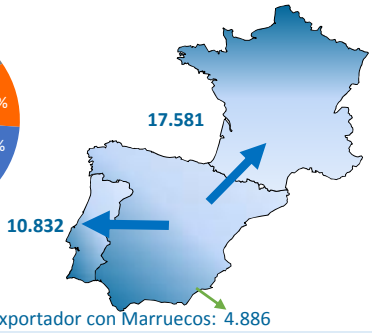
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	38.227	11%	1.556
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	66.567	20%	2.147
Solar FV	88.183	26%	1.870
Termosolar	4.735	1%	2.059
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**332.920**	**100%**	
Balance almacenamiento	**-3.666**		
Consumo almacenamiento	*18.102*		
Producción bombeo	*9.448*		
Producción baterías	*4.988*		



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***33.299***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	24,1%	4,6%
ES-PT	3,2%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.504***	*81%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***205.151***	*62%*	*de la gener. eléctrica*	*69%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.250.268***		***55% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : 13.918 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 366

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	3.035	
	1,9%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		168
Coste variable TOTAL: [2]		16.019
	Costes adquisición energía [3]	*16.385*
	Rentas congestión	*-366*
De inversión [4]:		3.075
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*334*
Total		**19.094**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*55,4*
Coste marginal	*55,3*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

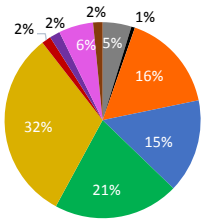
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso refuerzo E-F 8.000 MW. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 028*

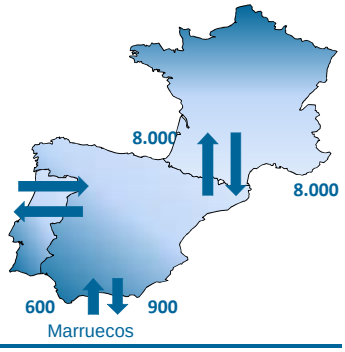
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	21%
Solar FV	47.157	32%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**149.439**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

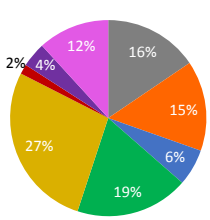
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

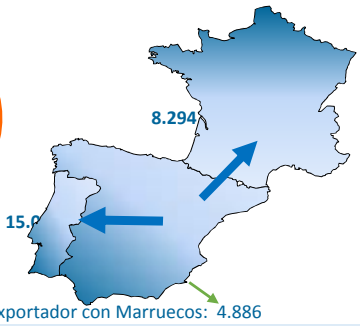
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	16%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	48.700	15%	1.983
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	61.155	19%	1.973
Solar FV	89.976	27%	1.908
Termosolar	5.131	2%	2.231
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**327.679**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-3.463**
Consumo almacenamiento	*17.052*
Producción bombeo	*8.948*
Producción baterías	*4.640*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***28.260***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	19,1%	7,3%
ES-PT	5,5%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.949***	*75%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***189.436***	*58%*	*de la gener. eléctrica*	*64%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.235.224***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : 17.773 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 318

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	2.849	
	1,8%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		163
Coste variable TOTAL: [2]		16.584
	Costes adquisición energía [3]	*16.902*
	Rentas congestión	*-318*
De inversión [4]:		3.075
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*334*
Total		**19.659**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*57,1*
Coste marginal	*57,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

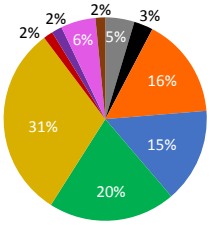
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso carbón P. Inst 4.660 MW y CO2 33€/t. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 070*

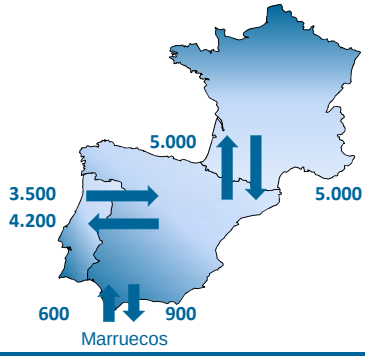
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.659	3%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	31%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**153.250**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



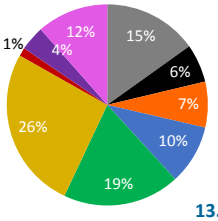
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

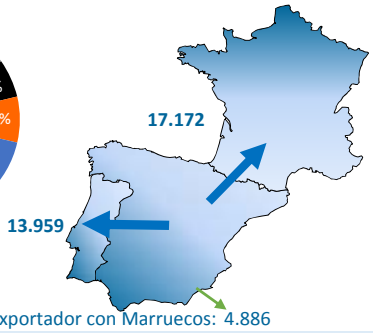
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	20.626	6%	4.428
Ciclos	24.809	7%	1.010
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	63.201	19%	2.039
Solar FV	87.944	26%	1.865
Termosolar	4.483	1%	1.949
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**336.272**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.301**
Consumo almacenamiento	*21.011*
Producción bombeo	*11.193*
Producción baterías	*5.518*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***36.017***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	41,8%	6,8%
ES-PT	5,0%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.469***	*86%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***201.295***	*60%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.245.457***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : 30.691 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 364

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	6.285	
	3,9%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		280
Coste variable TOTAL: [2]		12.852
	Costes adquisición energía [3]	*13.216*
	Rentas congestión	*-364*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**15.725**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*44,7*
Coste marginal	*44,6*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

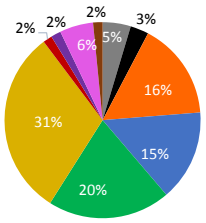
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso Carbón P.inst. 4.660 MW y CO2 33 €/t. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 071*

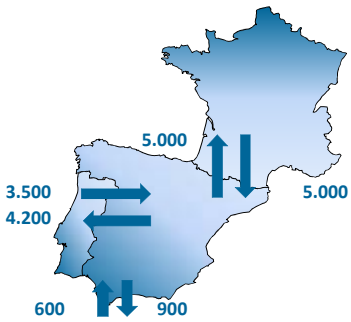
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.659	3%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	31%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**153.250**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

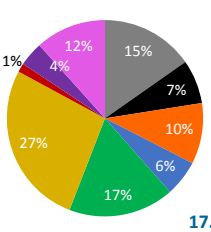
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

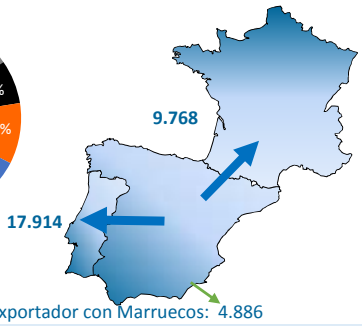
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	24.059	7%	5.165
Ciclos	33.294	10%	1.356
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	57.835	17%	1.866
Solar FV	89.829	27%	1.905
Termosolar	4.909	1%	2.135
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**332.643**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.120**
Consumo almacenamiento	*20.009*
Producción bombeo	*10.784*
Producción baterías	*5.104*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO ***ES EXPORT*** ***32.568***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	31,0%	10,8%
ES-PT	8,0%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.946***	*79%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***185.747***	*56%*	*de la gener. eléctrica*	*63%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.230.743***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *37.430* *Rentas de la congestión (M€). España:* *279*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	5.960	
	3,7%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		293
Coste variable TOTAL: [2]		14.275
	Costes adquisición energía [3]	*14.554*
	Rentas congestión	*-279*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**17.148**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*49,2*
Coste marginal	*49,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

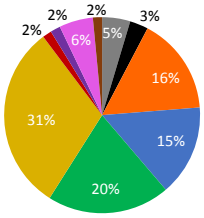
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso carbón P. Inst 4.660 MW y CO2 7,5 €/t. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 083*

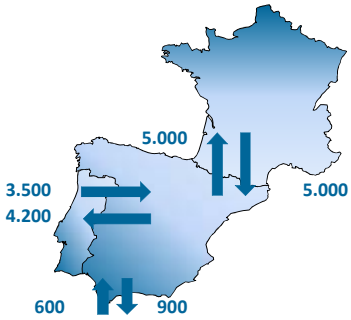
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.659	3%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	31%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**153.250**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

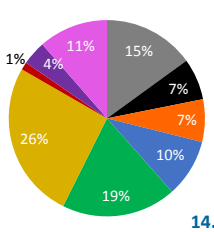
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

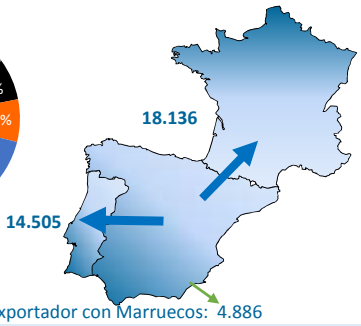
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	23.146	7%	4.969
Ciclos	23.831	7%	970
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	64.099	19%	2.068
Solar FV	87.811	26%	1.862
Termosolar	4.470	1%	1.944
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**338.565**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-5.084**
Consumo almacenamiento	*24.792*
Producción bombeo	*13.255*
Producción baterías	*6.453*

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***37.527***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	41,4%	7,7%
ES-PT	5,8%	0,3%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.502***	*87%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***202.046***	*60%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.245.580***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [(1)]: 32.964 *Rentas de la congestión (M€). España:* 250

[(1)] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	5.534	
	3,4%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		200
Coste variable TOTAL: [(2)]		10.470
	Costes adquisición energía [(3)]	*10.720*
	Rentas congestión	*-250*
De inversión [(4)]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**13.343**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*36,2*
Coste marginal	*36,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[(2)] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[(3)] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[(4)] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

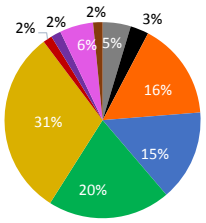
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso Carbón P. inst. 4.660 MW y CO2 7,5€/t. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 086*

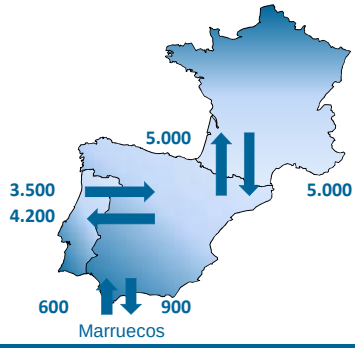
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.659	3%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	31%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**153.250**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

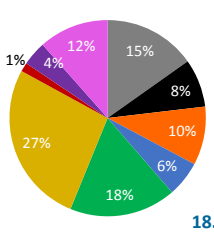
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*70%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

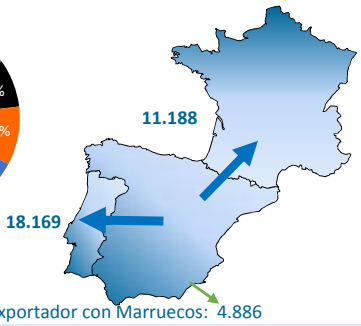
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	26.554	8%	5.700
Ciclos	32.289	10%	1.315
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	58.866	18%	1.899
Solar FV	89.760	27%	1.903
Termosolar	4.896	1%	2.129
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**335.081**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.883**
Consumo almacenamiento	*23.684*
Producción bombeo	*12.796*
Producción baterías	*6.006*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***34.243***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	27,7%	11,2%
ES-PT	9,7%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.956***	*79%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***186.696***	*56%*	*de la gener. eléctrica*	*63%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.231.307***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 39.635 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 163

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh) 5.025 — *3,2%* *del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0 — *0* *Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		211
Coste variable TOTAL: [2]		12.300
	Costes adquisición energía [3]	*12.463*
	Rentas congestión	*-163*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**15.173**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*42,1*
Coste marginal	*42,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

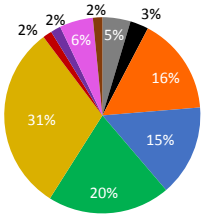
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso carbón P.Inst. 4.660 MW y CO2 39 €/t. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 092*

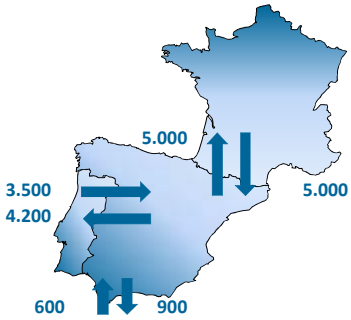
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.659	3%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	31%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**153.250**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

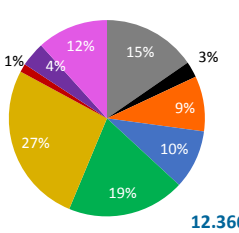
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

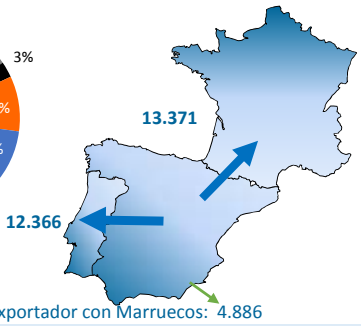
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	8.834	3%	1.896
Ciclos	30.048	9%	1.223
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	64.173	19%	2.070
Solar FV	87.983	27%	1.866
Termosolar	4.551	1%	1.979
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**330.797**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.219**
Consumo almacenamiento	*20.672*
Producción bombeo	*10.950*
Producción baterías	*5.503*

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***30.623***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	34,2%	7,5%
ES-PT	4,4%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.490***	*83%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***202.374***	*61%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.246.902***		***54%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : 20.176 *Rentas de la congestión (M€). España:* 338

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	5.214	
	3,2%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		250
Coste variable TOTAL: [2]		13.870
	Costes adquisición energía [3]	*14.208*
	Rentas congestión	*-338*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**16.743**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*48,0*
Coste marginal	*48,0*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).
[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

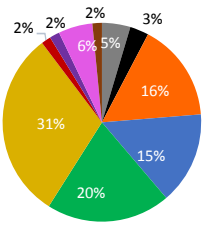
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso Carbón P. inst 4.660 MW y CO2 39€/t. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 087*

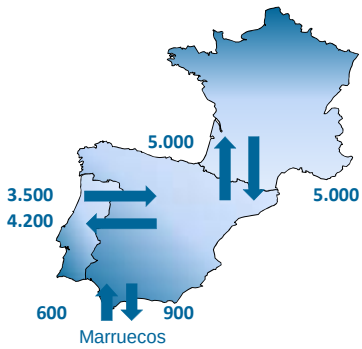
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.659	3%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	31%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	2.358	2%
Total sistema eléctrico	**153.250**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

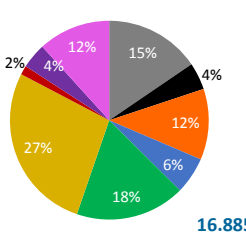
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

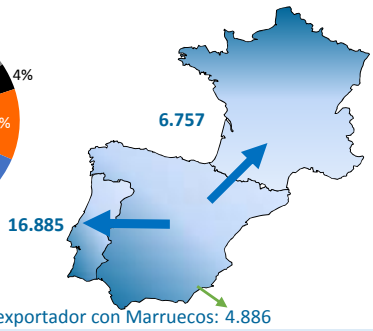
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	14.556	4%	3.125
Ciclos	37.822	12%	1.540
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	58.590	18%	1.890
Solar FV	89.858	27%	1.906
Termosolar	4.953	2%	2.153
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**328.495**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.012**
Consumo almacenamiento	*19.572*
Producción bombeo	*10.458*
Producción baterías	*5.103*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***28.528***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	28,6%	12,6%
ES-PT	7,5%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.947***	*77%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***186.575***	*57%*	*de la gener. eléctrica*	*63%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.231.915***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *29.050* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *282*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	5.161	
	3,2%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		264
Coste variable TOTAL: [2]		14.886
	Costes adquisición energía [3]	*15.168*
	Rentas congestión	*-282*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**17.759**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*51,3*
Coste marginal	*51,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

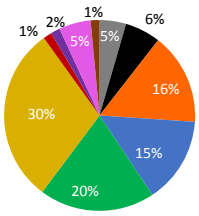
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso carbón P.Inst. 9.536 MW y CO2 39 €/t. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 107*

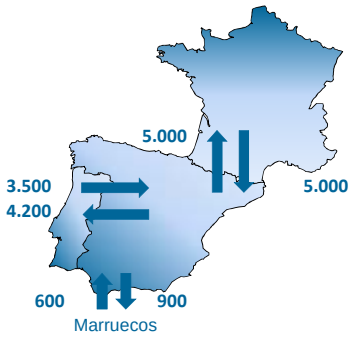
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	9.536	6%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	30%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	5%
Baterías	2.358	1%
Total sistema eléctrico	**158.128**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



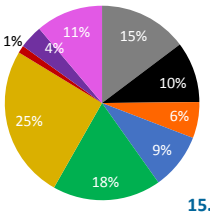
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*67%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

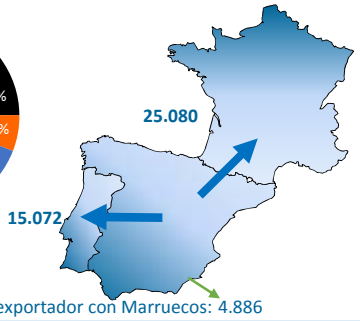
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	34.898	10%	3.660
Ciclos	20.691	6%	842
Hidráulica	32.257	9%	2.184
Eólica	62.179	18%	2.006
Solar FV	87.868	25%	1.863
Termosolar	4.320	1%	1.878
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**345.165**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.172**
Consumo almacenamiento	*20.445*
Producción bombeo	*10.826*
Producción baterías	*5.447*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***45.038***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	57,5%	4,9%
ES-PT	4,4%	0,2%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.430***	*88%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***200.033***	*58%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.244.484***		***54%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *44.349* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *384*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	7.546	
	4,6%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		340
Coste variable TOTAL: [2]		12.967
	Costes adquisición energía [3]	*13.351*
	Rentas congestión	*-384*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**15.840**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*45,1*
Coste marginal	*45,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

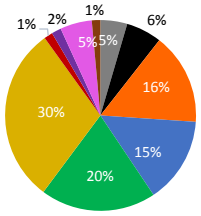
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso Carbón P. inst 9.536 MW y CO2 39 €/t. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 110*

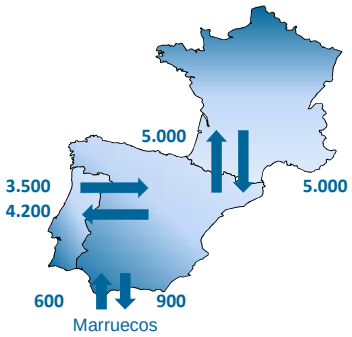
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	9.536	6%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	30%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	5%
Baterías	2.358	1%
Total sistema eléctrico	**158.128**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



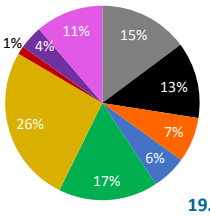
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*67%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

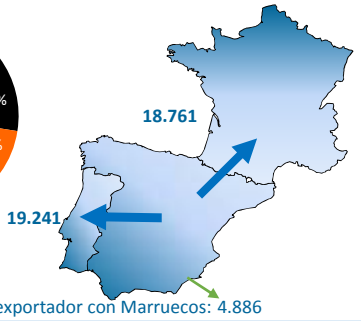
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	43.343	13%	4.545
Ciclos	25.683	7%	1.046
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	56.634	17%	1.827
Solar FV	89.714	26%	1.902
Termosolar	4.740	1%	2.061
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**342.830**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-3.987**
Consumo almacenamiento	*19.464*
Producción bombeo	*10.385*
Producción baterías	*5.093*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***42.888***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	41,5%	6,5%
ES-PT	8,8%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.939***	*82%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***184.262***	*54%*	*de la gener. eléctrica*	*62%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.229.655***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *54.992*

Rentas de la congestión (M€). España: *299*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	7.430	
	4,7%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		364
Coste variable TOTAL: [2]		14.226
	Costes adquisición energía [3]	*14.525*
	Rentas congestión	*-299*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**17.099**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*49,1*
Coste marginal	*49,0*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

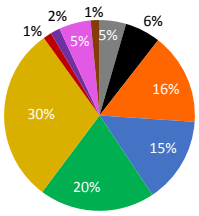
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso carbón P. Inst 9536 MW y CO2 7,5 €/t. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 105*

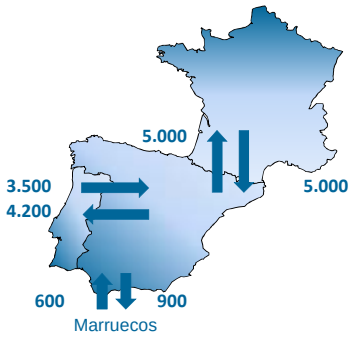
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	9.536	6%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	30%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	5%
Baterías	2.358	1%
Total sistema eléctrico	**158.128**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

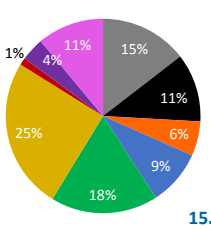
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*67%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

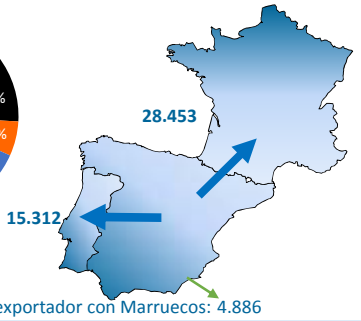
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	39.539	11%	4.146
Ciclos	20.192	6%	822
Hidráulica	32.257	9%	2.184
Eólica	62.281	18%	2.009
Solar FV	87.745	25%	1.861
Termosolar	4.253	1%	1.849
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**349.219**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.614**
Consumo almacenamiento	*22.728*
Producción bombeo	*11.918*
Producción baterías	*6.196*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***48.651***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	56,5%	3,5%
ES-PT	4,9%	0,3%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.467***	*89%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***199.946***	*57%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.243.578***		***54%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : 49.058 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 365

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	7.641	
	4,7%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		219
Coste variable TOTAL: [2]		8.128
	Costes adquisición energía [3]	*8.494*
	Rentas congestión	*-365*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**11.001**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*28,7*
Coste marginal	*28,7*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

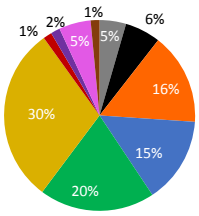
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso carbón P.Inst. 9.536 MW y CO2 7.5 €/t. Año seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 108*

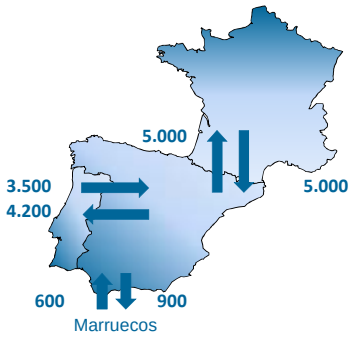
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	9.536	6%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	30%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	5%
Baterías	2.358	1%
Total sistema eléctrico	**158.128**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



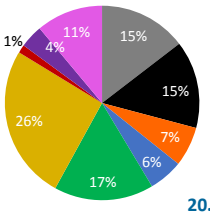
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*67%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*70%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

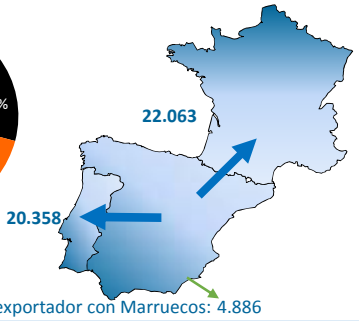
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	50.723	15%	5.319
Ciclos	23.044	7%	938
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	57.848	17%	1.866
Solar FV	89.622	26%	1.901
Termosolar	4.753	1%	2.066
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**348.706**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-5.444**
Consumo almacenamiento	*26.578*
Producción bombeo	*14.178*
Producción baterías	*6.956*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***47.307***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	43,1%	6,7%
ES-PT	12,4%	0,1%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.945***	*83%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***185.397***	*53%*	*de la gener. eléctrica*	*63%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.229.972***		***54%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *61.625* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *221*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	6.310	
	4,0%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		235
Coste variable TOTAL: [2]		10.802
	Costes adquisición energía [3]	*11.023*
	Rentas congestión	*-221*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**13.675**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*37,2*
Coste marginal	*37,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

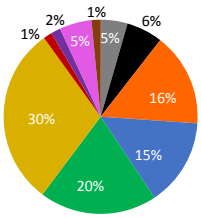
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso carbón P. Inst 9536 MW y CO2 33 €/t. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 106*

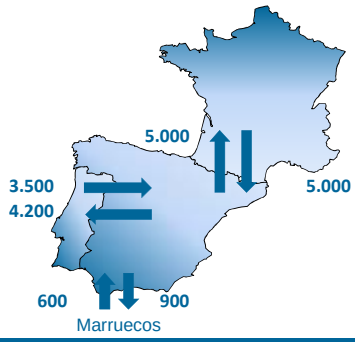
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	9.536	6%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	30%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	5%
Baterías	2.358	1%
Total sistema eléctrico	**158.128**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



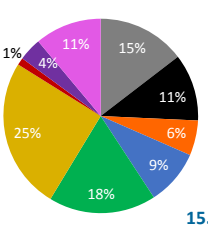
Informacion adicional:

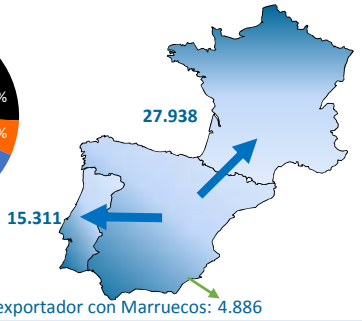
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*67%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	38.974	11%	4.087
Ciclos	20.240	6%	824
Hidráulica	32.257	9%	2.184
Eólica	62.278	18%	2.009
Solar FV	87.750	25%	1.861
Termosolar	4.253	1%	1.849
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**348.704**	**100%**	
Balance almacenamiento	**-4.614**		
Consumo almacenamiento	*22.728*		
Producción bombeo	*11.918*		
Producción baterías	*6.196*		

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***48.135***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	56,2%	3,6%
ES-PT	4,9%	0,2%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.467***	*89%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***199.948***	*57%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.244.267***		***54%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : 48.529 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 359

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	7.628	
	4,7%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		340
Coste variable TOTAL: [2]		12.842
	Costes adquisición energía [3]	*13.201*
	Rentas congestión	*-359*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**15.715**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*44,6*
Coste marginal	*44,6*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

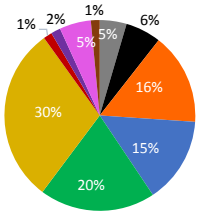
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso Carbón P.inst. 9.536 MW y CO2 33 €/t. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 109*

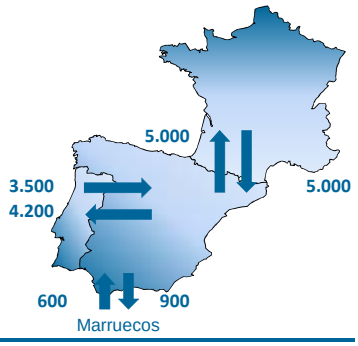
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	9.536	6%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	15%
Eólica	31.000	20%
Solar FV	47.157	30%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	5%
Baterías	2.358	1%
Total sistema eléctrico	**158.128**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

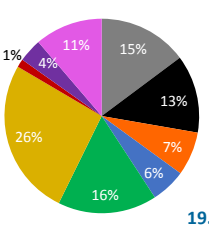
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.174***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.057***	*67%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

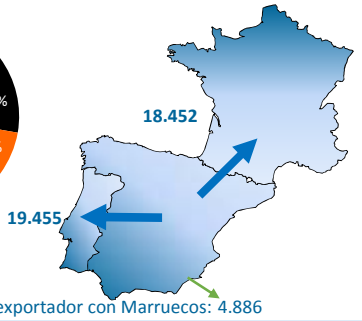
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	44.198	13%	4.635
Ciclos	25.084	7%	1.021
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	56.458	16%	1.821
Solar FV	89.661	26%	1.901
Termosolar	4.695	1%	2.041
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**342.813**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.067**
Consumo almacenamiento	*19.786*
Producción bombeo	*10.626*
Producción baterías	*5.094*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***42.793***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	41,0%	6,4%
ES-PT	8,8%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.939***	*82%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***183.989***	*54%*	*de la gener. eléctrica*	*62%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.229.016***		***54%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *55.752* *Rentas de la congestión (M€). España:* *302*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	7.697	
	4,8%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		359
Coste variable TOTAL: [2]		13.515
	Costes adquisición energía [3]	*13.817*
	Rentas congestión	*-302*
De inversión [4]:		2.873
	En generación	*2.742*
	En red de transporte	*131*
Total		**16.388**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*46,7*
Coste marginal	*46,6*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

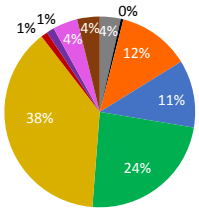
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW). Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 097*

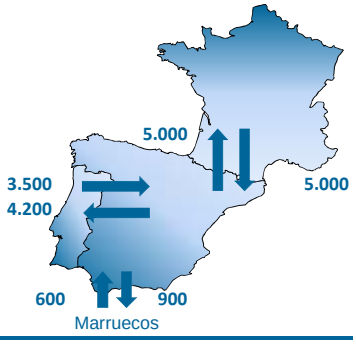
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	4%
Carbón	847	0%
Ciclos	24.560	12%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	11%
Eólica	47.500	24%
Solar FV	77.000	38%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	1%
Cogeneración y otros	8.500	4%
Baterías	7.700	4%
Total sistema eléctrico	**201.124**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

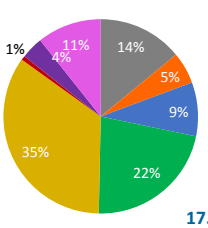
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***159.517***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***152.400***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*72%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

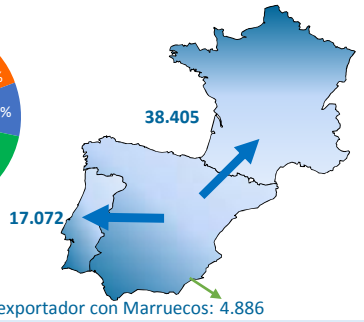
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	14%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	19.278	5%	785
Hidráulica	32.257	9%	2.184
Eólica	79.831	22%	1.681
Solar FV	125.307	35%	1.627
Termosolar	2.600	1%	1.130
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**362.224**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-5.907**
Consumo almacenamiento	*38.304*
Producción bombeo	*10.652*
Producción baterías	*21.744*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***60.363***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	83,7%	0,2%
ES-PT	7,6%	0,2%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***38.038***	*87%*	*de la gener. eléctrica*	*64%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***253.404***	*70%*	*de la gener. eléctrica*	*86%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.296.013***		***56% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 6.838 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 963

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh) 31.265

12,2% del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0

0 Horas

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		594
Coste variable TOTAL: [2]		4.668
	Costes adquisición energía [3]	*5.632*
	Rentas congestión	*-963*
De inversión [4]:		6.362
	En generación	*6.231*
	En red de transporte	*131*
Total		**11.030**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*19,0*
Coste marginal	*19,0*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

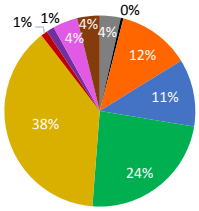
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW). Año seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 101*

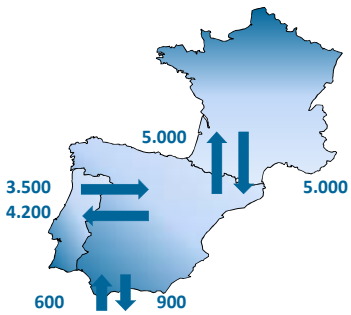
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	4%
Carbón	847	0%
Ciclos	24.560	12%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	11%
Eólica	47.500	24%
Solar FV	77.000	38%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	1%
Cogeneración y otros	8.500	4%
Baterías	7.700	4%
Total sistema eléctrico	**201.124**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

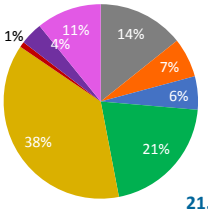
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***159.517***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***152.400***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*72%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

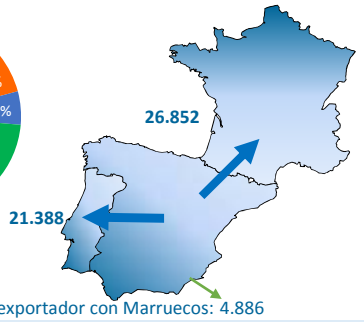
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	14%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	23.371	7%	952
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	73.378	21%	1.545
Solar FV	133.695	38%	1.736
Termosolar	3.083	1%	1.340
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**356.244**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-7.165**
Consumo almacenamiento	*42.927*
Producción bombeo	*14.684*
Producción baterías	*21.078*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***53.126***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	58,2%	2,4%
ES-PT	17,5%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***32.751***	*82%*	*de la gener. eléctrica*	*55%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***243.331***	*68%*	*de la gener. eléctrica*	*82%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.288.173***		***55% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 8.381 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 730

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	25.202	
	10,1%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		785
Coste variable TOTAL: [2]		8.498
	Costes adquisición energía [3]	*9.228*
	Rentas congestión	*-730*
De inversión [4]:		6.362
	En generación	*6.231*
	En red de transporte	*131*
Total		**14.860**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*31,2*
Coste marginal	*31,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

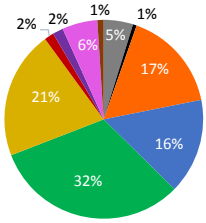
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso base (W 47.150 MW PV 31.000 MW). Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 062*

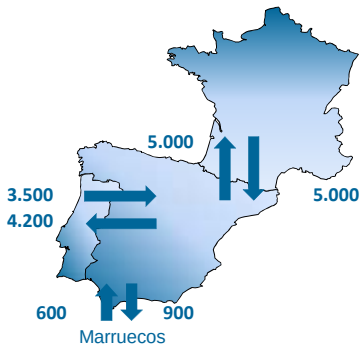
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	47.150	32%
Solar FV	31.000	21%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	1.550	1%
Total sistema eléctrico	**148.624**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



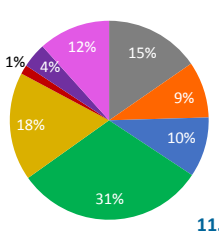
Informacion adicional:

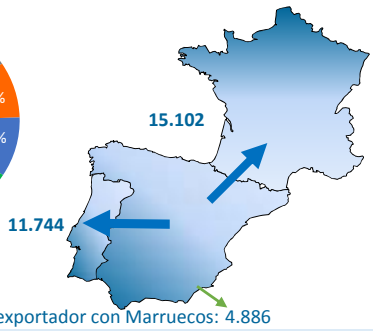
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.167***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.050***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	15%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	30.333	9%	1.235
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	102.093	31%	2.165
Solar FV	58.386	18%	1.883
Termosolar	4.876	1%	2.120
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**330.896**	**100%**	
Balance almacenamiento	**-3.209**		
Consumo almacenamiento	*15.304*		
Producción bombeo	*8.542*		
Producción baterías	*3.553*		

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***31.732***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	35,7%	5,3%
ES-PT	3,2%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.540***	*83%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***211.021***	*64%*	*de la gener. eléctrica*	*71%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.256.347***		***55% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España[1]: 10.974 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 378

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh) 3.228

1,9% del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0

0 Horas

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		160
Coste variable TOTAL: [2]		14.282
	Costes adquisición energía [3]	*14.660*
	Rentas congestión	*-378*
De inversión [4]:		3.452
	En generación	*3.320*
	En red de transporte	*131*
Total		**17.733**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*49,5*
Coste marginal	*49,5*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

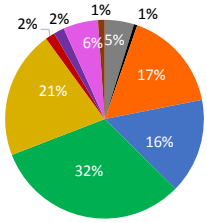
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso cambio RES (W 47.150 MW PV 31.000 MW). Año seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 059*

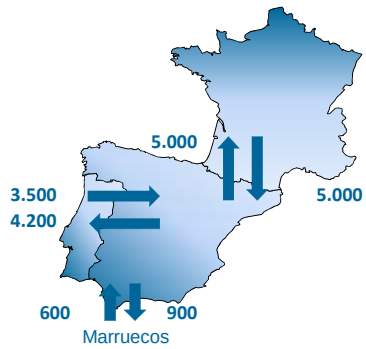
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	847	1%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	47.150	32%
Solar FV	31.000	21%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	1.550	1%
Total sistema eléctrico	**148.624**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

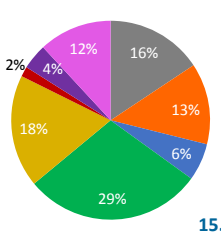
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***113.167***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***106.050***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

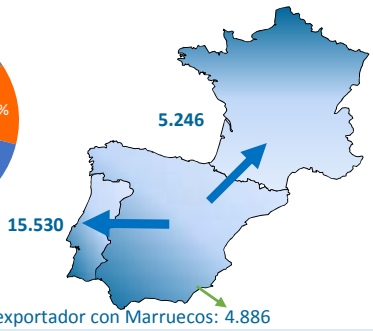
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	16%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	42.936	13%	1.748
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	94.096	29%	1.996
Solar FV	59.555	18%	1.921
Termosolar	5.236	2%	2.276
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**324.539**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-2.922**
Consumo almacenamiento	*13.948*
Producción bombeo	*7.771*
Producción baterías	*3.255*

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***25.662***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	23,3%	9,3%
ES-PT	4,8%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.994***	*75%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***192.061***	*59%*	*de la gener. eléctrica*	*65%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.238.318***		***54% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España[1]: 15.630 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 267

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	2.799	
	1,7%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		157
Coste variable TOTAL: [2]		16.358
	Costes adquisición energía [3]	*16.626*
	Rentas congestión	*-267*
De inversión [4]:		3.452
	En generación	*3.320*
	En red de transporte	*131*
Total		**19.810**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*56,2*
Coste marginal	*56,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

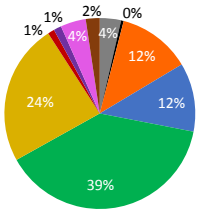
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW). Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 099*

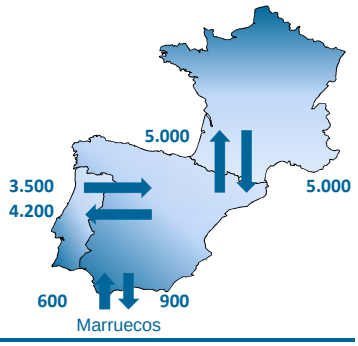
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	4%
Carbón	847	0%
Ciclos	24.560	12%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	12%
Eólica	77.000	39%
Solar FV	47.500	24%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	1%
Cogeneración y otros	8.500	4%
Baterías	4.750	2%
Total sistema eléctrico	**198.174**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



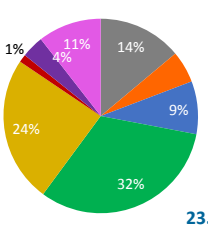
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***159.517***	*80%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***152.400***	*77%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*72%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

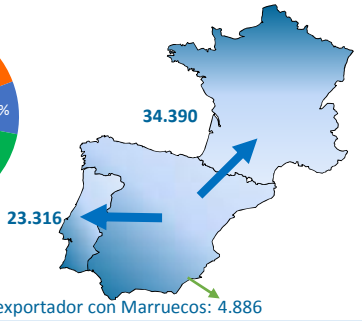
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	14%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	19.353	5%	788
Hidráulica	32.257	9%	2.184
Eólica	117.224	32%	1.522
Solar FV	88.864	24%	1.871
Termosolar	4.776	1%	2.077
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**365.426**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-6.878**
Consumo almacenamiento	*42.173*
Producción bombeo	*13.620*
Producción baterías	*21.674*



Saldo de intercambios anual (GWh)



Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***62.592***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	74,2%	1,3%
ES-PT	7,3%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.590***	*89%*	*de la gener. eléctrica*	*56%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***256.531***	*70%*	*de la gener. eléctrica*	*87%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.294.774***		***56% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *6.861* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *1053*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	55.359	
	20,8%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		937
Coste variable TOTAL: [2]		3.965
	Costes adquisición energía [3]	*5.018*
	Rentas congestión	*-1.053*
De inversión [4]:		7.404
	En generación	*7.273*
	En red de transporte	*131*
Total		**11.369**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*17,0*
Coste marginal	*16,9*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

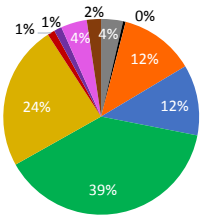
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW). Año seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 104*

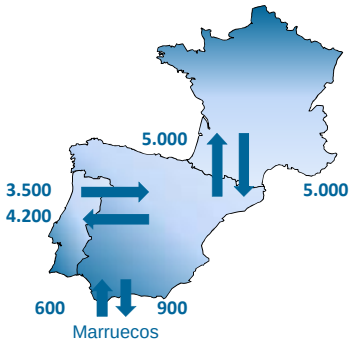
La demanda en ES (TWh):	296	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	48.652	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	4%
Carbón	847	0%
Ciclos	24.560	12%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	12%
Eólica	77.000	39%
Solar FV	47.500	24%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	1%
Cogeneración y otros	8.500	4%
Baterías	4.750	2%
Total sistema eléctrico	**198.174**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

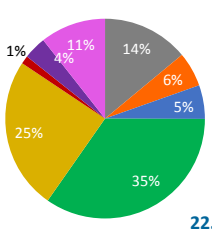
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***159.517***	*80%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***152.400***	*77%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

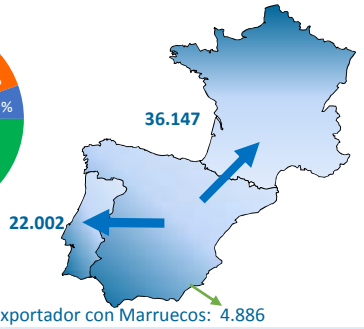
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	14%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	20.425	6%	832
Hidráulica	19.766	5%	1.338
Eólica	126.353	35%	1.641
Solar FV	89.841	25%	1.891
Termosolar	4.759	1%	2.069
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	11%	4.550
Generación	**364.095**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-5.104**
Consumo almacenamiento	*30.214*
Producción bombeo	*10.646*
Producción baterías	*14.464*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***63.035***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	76,9%	0,3%
ES-PT	12,5%	0,1%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***32.788***	*85%*	*de la gener. eléctrica*	*55%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***254.128***	*70%*	*de la gener. eléctrica*	*86%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.299.065***		***56% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 7.271 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 876

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	30.941	
	12,1%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		709
Coste variable TOTAL: [2]		5.920
	Costes adquisición energía [3]	*6.796*
	Rentas congestión	*-876*
De inversión [4]:		7.404
	En generación	*7.273*
	En red de transporte	*131*
Total		**13.324**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*23,0*
Coste marginal	*22,9*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

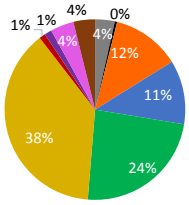
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) y demanda 320 TWh. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 102*

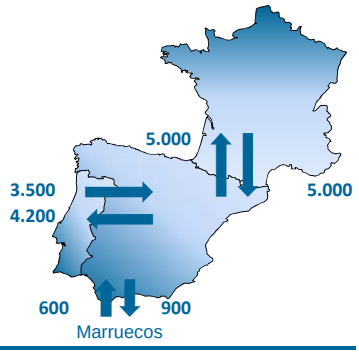
La demanda en ES (TWh):	320	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	52.605	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	4%
Carbón	847	0%
Ciclos	24.560	12%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	11%
Eólica	47.500	24%
Solar FV	77.000	38%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	1%
Cogeneración y otros	8.500	4%
Baterías	7.700	4%
Total sistema eléctrico	**201.124**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



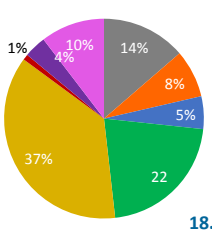
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***159.517***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***152.400***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*72%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

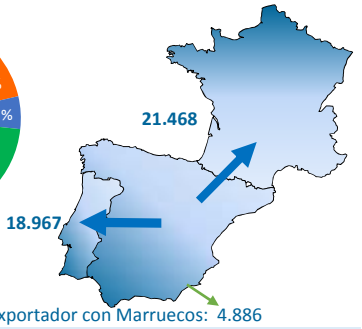
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	14%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	28.784	8%	1.172
Hidráulica	19.766	5%	1.338
Eólica	80.160	22%	1.688
Solar FV	137.414	37%	1.785
Termosolar	3.411	1%	1.483
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	10%	4.550
Generación	**372.486**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-7.165**
Consumo almacenamiento	*42.927*
Producción bombeo	*14.684*
Producción baterías	*21.078*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***45.321***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	49,4%	5,4%
ES-PT	16,2%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.916***	*80%*	*de la gener. eléctrica*	*57%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***254.159***	*68%*	*de la gener. eléctrica*	*79%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.300.117***		***55% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: *10.398* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *495*

[1] No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.

Vertidos España

Vertidos (GWh)	16.961	
	6,8%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		726
Coste variable TOTAL: [2]		13.213
	Costes adquisición energía [3]	*13.708*
	Rentas congestión	*-495*
De inversión [4]:		6.362
	En generación	*6.231*
	En red de transporte	*131*
Total		**19.575**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*42,8*
Coste marginal	*42,8*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] Coste variable de generación - rentas de congestión.

[3] Coste de adquisición para los consumidores españoles.

[4] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

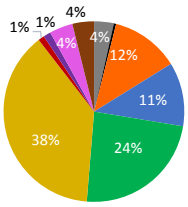
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso RES extrema (W 47.500 MW PV 77.000 MW) y demanda 320 TWh. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 098*

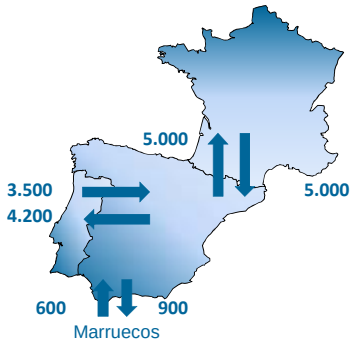
La demanda en ES (TWh):	320	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	52.605	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	4%
Carbón	847	0%
Ciclos	24.560	12%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	11%
Eólica	47.500	24%
Solar FV	77.000	38%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	1%
Cogeneración y otros	8.500	4%
Baterías	7.700	4%
Total sistema eléctrico	**201.124**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



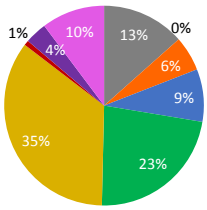
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***159.517***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***152.400***	*76%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*72%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

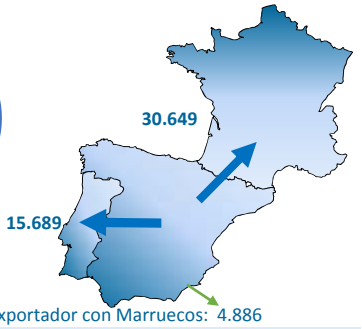
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	13%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	21.191	6%	863
Hidráulica	32.257	9%	2.184
Eólica	86.093	23%	1.812
Solar FV	132.635	35%	1.723
Termosolar	2.976	1%	1.294
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	10%	4.550
Generación	**378.102**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-6.879**
Consumo almacenamiento	*42.173*
Producción bombeo	*13.620*
Producción baterías	*21.674*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***51.224***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	68,7%	1,7%
ES-PT	8,3%	0,6%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***39.542***	*87%*	*de la gener. eléctrica*	*66%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***267.369***	*71%*	*de la gener. eléctrica*	*84%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.311.546***		***56% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 7.561 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 832

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	21.086	
	8,2%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		552
Coste variable TOTAL: [2]		7.552
	Costes adquisición energía [3]	*8.384*
	Rentas congestión	*-832*
De inversión [4]:		6.362
	En generación	*6.231*
	En red de transporte	*131*
Total		**13.914**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*26,2*
Coste marginal	*26,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

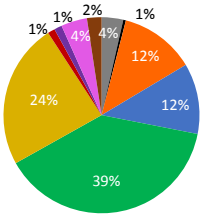
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso RES extrema (W.77.000 MW PV 47.500 MW) y demanda 320 TWh. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 100*

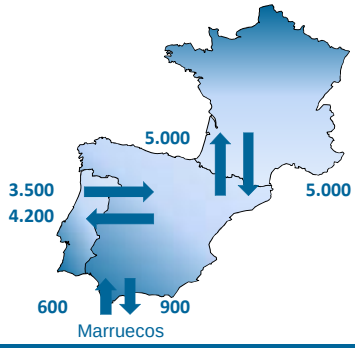
La demanda en ES (TWh):	320	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	52.605	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	4%
Carbón	847	0%
Ciclos	24.560	12%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	12%
Eólica	77.000	39%
Solar FV	47.500	24%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	1%
Cogeneración y otros	8.500	4%
Baterías	4.750	2%
Total sistema eléctrico	**198.174**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

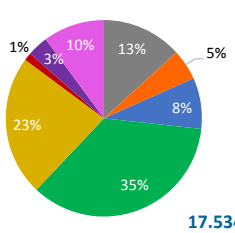
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***159.517***	*80%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***152.400***	*77%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*72%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

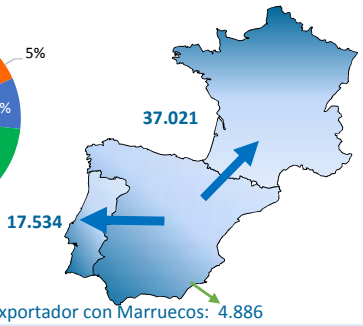
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	13%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	19.496	5%	794
Hidráulica	32.257	8%	2.184
Eólica	135.416	35%	1.759
Solar FV	88.883	23%	1.871
Termosolar	4.763	1%	2.071
Resto RES	13.409	3%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	10%	4.550
Generación	**383.765**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-4.324**
Consumo almacenamiento	*25.278*
Producción bombeo	*9.179*
Producción baterías	*11.774*

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 4.886

SALDO NETO	***ES EXPORT***	***59.441***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	79,1%	0,2%
ES-PT	4,5%	0,5%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***37.599***	*88%*	*de la gener. eléctrica*	*63%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***274.728***	*72%*	*de la gener. eléctrica*	*86%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.316.984***		***56% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *6.917*

Rentas de la congestión (M€). España: *967*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	37.282	
	14,0%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		723
Coste variable TOTAL: [2]		5.246
	Costes adquisición energía [3]	*6.212*
	Rentas congestión	*-967*
De inversión [4]:		7.404
	En generación	*7.273*
	En red de transporte	*131*
Total		**12.650**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*19,4*
Coste marginal	*19,4*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).

Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

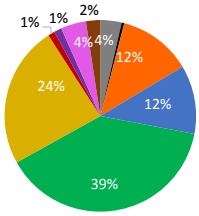
Escenario 2030 Distributed Generation. Caso RES extrema (W 77.000 MW PV 47.500 MW) y demanda 320 TWh. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 103*

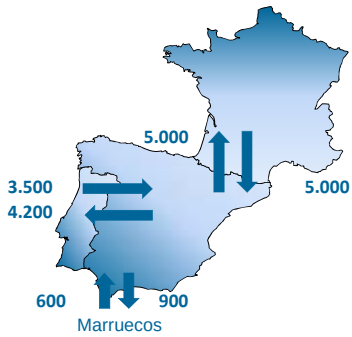
La demanda en ES (TWh):	320	Electrificación transporte:	**2,4 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**ALTO**
Demanda punta (MW):	52.605	Electrificación climatización:	**1,2 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	4%
Carbón	847	0%
Ciclos	24.560	12%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	12%
Eólica	77.000	39%
Solar FV	47.500	24%
Termosolar	2.300	1%
Resto RES	2.550	1%
Cogeneración y otros	8.500	4%
Baterías	4.750	2%
Total sistema eléctrico	**198.174**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

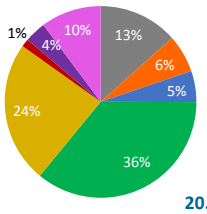
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***159.517***	*80%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***152.400***	*77%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

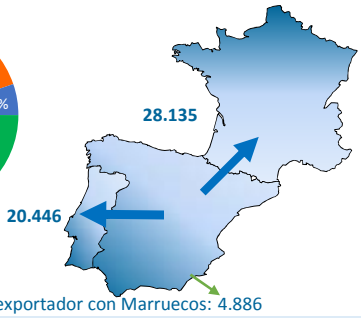
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	13%	7.147
Carbón	0	0%	0
Ciclos	24.171	6%	984
Hidráulica	19.766	5%	1.338
Eólica	136.109	36%	1.768
Solar FV	90.710	24%	1.910
Termosolar	5.158	1%	2.243
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	10%	4.550
Generación	**378.864**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-5.397**
Consumo almacenamiento	*31.488*
Producción bombeo	*11.486*
Producción baterías	*14.605*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***53.467***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	59,7%	2,0%
ES-PT	10,1%	0,2%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***33.157***	*82%*	*de la gener. eléctrica*	*56%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***265.151***	*70%*	*de la gener. eléctrica*	*83%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***2.310.452***		***56% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 8.666 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 680

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh) 22.597 — *8,9%* *del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0 — *0* *Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		751
Coste variable TOTAL: [2]		9.970
	Costes adquisición energía [3]	*10.650*
	Rentas congestión	*-680*
De inversión [4]:		7.404
	En generación	*7.273*
	En red de transporte	*131*
Total		**17.374**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*33,3*
Coste marginal	*33,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*
[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*
[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

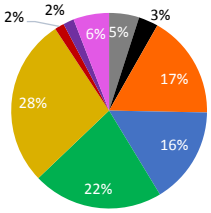
Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso Base. Año Medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 076*

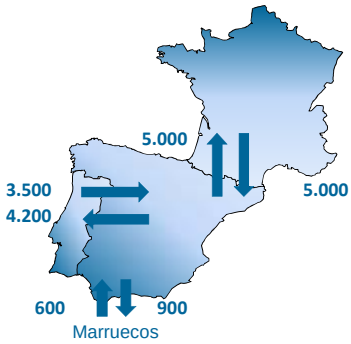
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**1,0 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**MEDIO**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**0,8 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	40.000	28%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**143.737**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



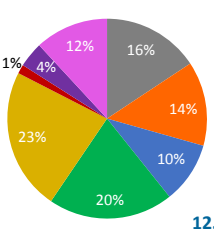
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***106.017***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***98.900***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***17.474***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*65%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

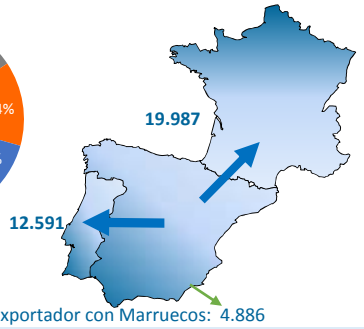
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.978	16%	7.163
Carbón	0	0%	0
Ciclos	44.604	14%	1.816
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	65.789	20%	2.122
Solar FV	74.921	23%	1.873
Termosolar	4.779	1%	2.078
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**325.412**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-3.200**
Consumo almacenamiento	*12.896*
Producción bombeo	*9.696*
Producción baterías	*0*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***37.464***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	41,2%	4,5%
ES-PT	7,7%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***31.882***	*76%*	*de la gener. eléctrica*	*59%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***191.155***	*59%*	*de la gener. eléctrica*	*67%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***1.963.600***		***50% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *16.264* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *256*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	3.565	
	2,4%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		116
Coste variable TOTAL: [2]		9.053
	Costes adquisición energía [3]	*9.309*
	Rentas congestión	*-256*
De inversión [4]:		2.411
	En generación	*2.280*
	En red de transporte	*131*
Total		**11.463**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*32,7*
Coste marginal	*32,6*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

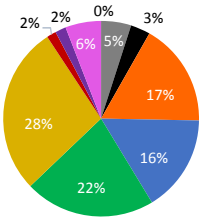
Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso Base. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 074*

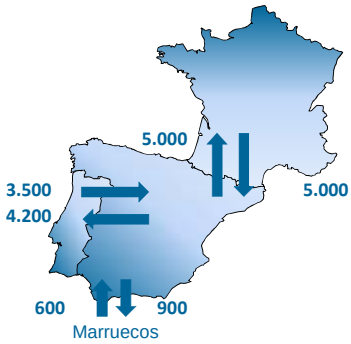
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**1,0 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**Medio**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**0,8 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	40.000	28%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**143.737**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



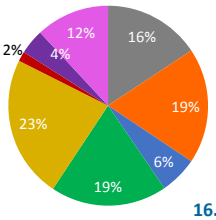
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***106.017***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***98.900***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***17.474***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*65%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

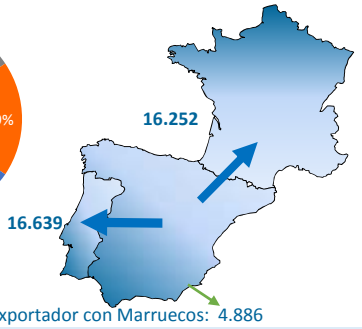
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.978	16%	7.163
Carbón	0	0%	0
Ciclos	60.864	19%	2.478
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	61.353	19%	1.979
Solar FV	75.154	23%	1.879
Termosolar	5.113	2%	2.223
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**325.311**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-2.785**
Consumo almacenamiento	*11.225*
Producción bombeo	*8.440*
Producción baterías	*0*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***37.777***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	38,6%	8,1%
ES-PT	8,6%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***24.563***	*65%*	*de la gener. eléctrica*	*46%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***174.795***	*54%*	*de la gener. eléctrica*	*61%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***1.914.030***		***48% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 22.254 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 240

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	3.139	
	2,2%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		107
Coste variable TOTAL: [2]		9.496
	Costes adquisición energía [3]	*9.736*
	Rentas congestión	*-240*
De inversión [4]:		2.411
	En generación	*2.280*
	En red de transporte	*131*
Total		**11.907**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*34,2*
Coste marginal	*34,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

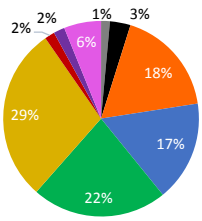
Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso cierre 5 grupos nucleares. Año Medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 077*

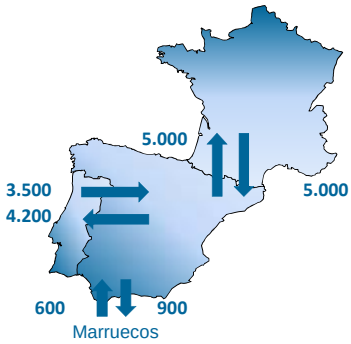
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**1,0 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**MEDIO**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**0,8 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	2.033	1%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	18%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	17%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	40.000	29%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**138.653**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

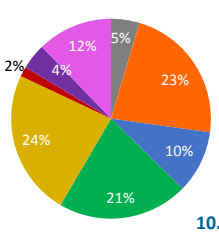
Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***100.933***	*73%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***98.900***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***17.474***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*66%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

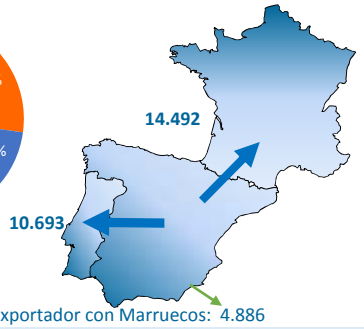
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	14.516	5%	7.139
Carbón	0	0%	0
Ciclos	71.794	23%	2.923
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	66.891	21%	2.158
Solar FV	74.952	24%	1.874
Termosolar	4.848	2%	2.108
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**317.341**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-2.521**
Consumo almacenamiento	*10.162*
Producción bombeo	*7.641*
Producción baterías	*0*

Saldo de intercambios anual (GWh)





SALDO NETO	***ES EXPORT***	***30.071***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	35,3%	9,0%
ES-PT	5,3%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***31.895***	*73%*	*de la gener. eléctrica*	*59%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***192.356***	*61%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***1.964.880***		***50% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *26.080* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *216*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	2.527	
	1,7%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		89
Coste variable TOTAL: [2]		10.439
	Costes adquisición energía [3]	*10.655*
	Rentas congestión	*-216*
De inversión [4]:		2.411
	En generación	*2.280*
	En red de transporte	*131*
Total		**12.850**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*37,4*
Coste marginal	*35,1*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

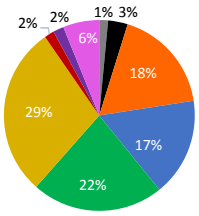
Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso cierre 5 grupos nucleares. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 078*

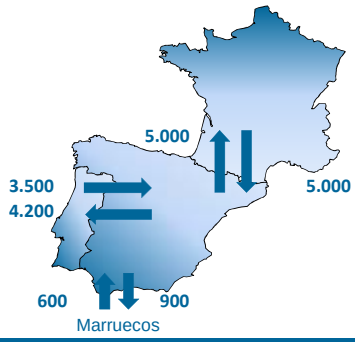
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**1,0 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**Medio**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**0,8 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	2.033	1%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	18%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	17%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	40.000	29%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**138.653**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



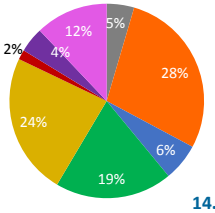
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***100.933***	*73%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***98.900***	*71%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***17.474***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*66%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

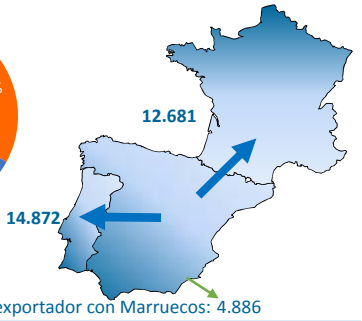
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	14.516	5%	7.139
Carbón	0	0%	0
Ciclos	90.355	28%	3.679
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	62.201	19%	2.006
Solar FV	75.198	24%	1.880
Termosolar	5.172	2%	2.249
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**319.290**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-2.103**
Consumo almacenamiento	*8.475*
Producción bombeo	*6.372*
Producción baterías	*0*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***32.439***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	34,4%	12,6%
ES-PT	6,4%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***24.567***	*63%*	*de la gener. eléctrica*	*46%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***175.745***	*55%*	*de la gener. eléctrica*	*62%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***1.914.997***		***48%***	***de la demanda total***	

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *32.890* *Rentas de la congestión (M€). España:* *194*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	2.375	
	1,6%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		87
Coste variable TOTAL: [2]		10.830
	Costes adquisición energía [3]	*11.024*
	Rentas congestión	*-194*
De inversión [4]:		2.411
	En generación	*2.280*
	En red de transporte	*131*
Total		**13.241**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*38,7*
Coste marginal	*36,4*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

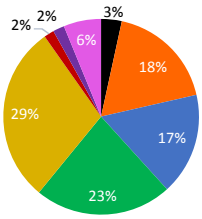
Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso cierre total nucleares. Año medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 072*

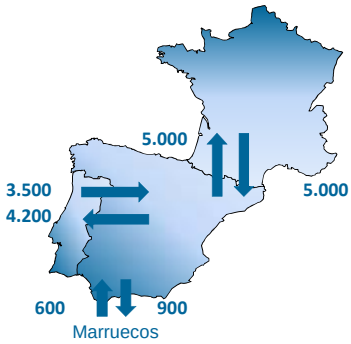
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**1,0 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**MEDIO**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**0,8 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	0	0%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	18%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	17%
Eólica	31.000	23%
Solar FV	40.000	29%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**136.620**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



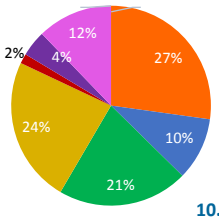
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***98.900***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***98.900***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***17.474***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*66%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

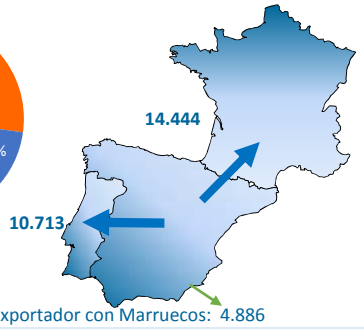
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	0	0%	0
Carbón	0	0%	0
Ciclos	86.268	27%	3.513
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	66.907	21%	2.158
Solar FV	74.952	24%	1.874
Termosolar	4.848	2%	2.108
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**317.315**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-2.523**
Consumo almacenamiento	*10.169*
Producción bombeo	*7.646*
Producción baterías	*0*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***30.043***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	35,4%	8,9%
ES-PT	5,2%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***31.895***	*73%*	*de la gener. eléctrica*	*59%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***192.372***	*61%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***1.964.897***		***50% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: 31.200 — *Rentas de la congestión (M€). España:* 216

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	2.511	
	1,7%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		88
Coste variable TOTAL: [2]		11.089
	Costes adquisición energía [3]	*11.305*
	Rentas congestión	*-216*
De inversión [4]:		2.411
	En generación	*2.280*
	En red de transporte	*131*
Total		**13.500**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*39,7*
Coste marginal	*35,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

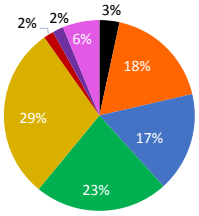
Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso cierre total nucleares. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 073*

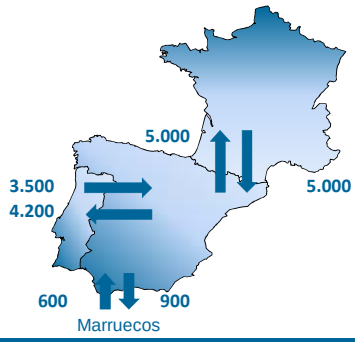
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**1,0 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**Medio**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**0,8 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	0	0%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	18%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	17%
Eólica	31.000	23%
Solar FV	40.000	29%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**136.620**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



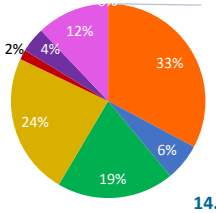
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***98.900***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***98.900***	*72%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***17.474***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*66%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

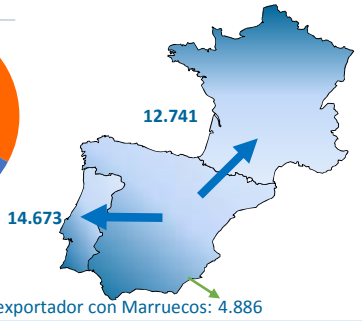
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	-	-	-
Carbón	0	0%	0
Ciclos	104.756	33%	4.265
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	62.180	19%	2.006
Solar FV	75.197	24%	1.880
Termosolar	5.171	2%	2.248
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**319.152**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-2.103**
Consumo almacenamiento	*8.477*
Producción bombeo	*6.374*
Producción baterías	*0*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***32.300***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	34,3%	12,8%
ES-PT	6,1%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***24.566***	*62%*	*de la gener. eléctrica*	*46%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***175.722***	*55%*	*de la gener. eléctrica*	*62%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***1.914.969***		***48% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1]: *37.988* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *194*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh) 2.398

1,7% *del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España 0

0 *Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		87
Coste variable TOTAL: [2]		11.470
	Costes adquisición energía [3]	*11.664*
	Rentas congestión	*-194*
De inversión [4]:		2.411
	En generación	*2.280*
	En red de transporte	*131*
Total		**13.881**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*41,0*
Coste marginal	*36,4*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

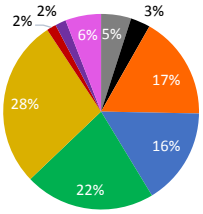
Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso refuerzo E-F 8.000 MW. Año Medio

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 075*

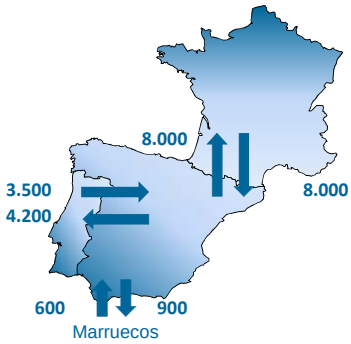
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**1,0 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**MEDIO**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**0,8 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	40.000	28%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**143.737**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



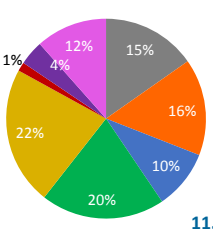
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***106.017***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***98.900***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***17.474***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*65%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

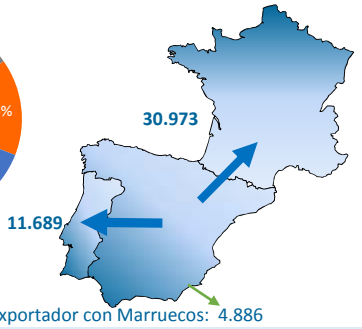
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.978	15%	7.163
Carbón	0	0%	0
Ciclos	52.529	16%	2.139
Hidráulica	32.257	10%	2.184
Eólica	67.187	20%	2.167
Solar FV	74.947	22%	1.874
Termosolar	4.849	1%	2.108
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**334.830**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-2.532**
Consumo almacenamiento	*10.207*
Producción bombeo	*7.674*
Producción baterías	*0*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***47.548***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	31,5%	2,1%
ES-PT	5,8%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***31.903***	*75%*	*de la gener. eléctrica*	*59%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***192.648***	*58%*	*de la gener. eléctrica*	*68%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***1.965.272***		***50% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *19.202* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *267*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	2.294	
	1,5%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		80
Coste variable TOTAL: [2]		9.701
	Costes adquisición energía [3]	*9.968*
	Rentas congestión	*-267*
De inversión [4]:		2.613
	En generación	*2.280*
	En red de transporte	*334*
Total		**12.314**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*35,0*
Coste marginal	*35,0*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

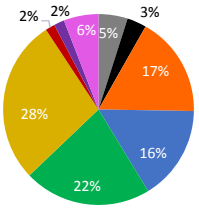
Escenario 2030 Sustainable Transition. Caso refuerzo E-F 8.000 MW. Año Seco

España Peninsular | Generacion mínima síncrona: 5500 MW | *Cod 079*

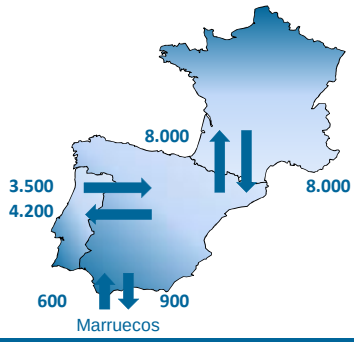
La demanda en ES (TWh):	285	Electrificación transporte:	**1,0 Mill. VE+VH**	Nivel de eficiencia:	**Medio**
Demanda punta (MW):	46.595	Electrificación climatización:	**0,8 Mill. bombas calor**		

Capacidad instalada en España (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.660	3%
Ciclos	24.560	17%
Hidráulica (+ bombeo)	23.050	16%
Eólica	31.000	22%
Solar FV	40.000	28%
Termosolar	2.300	2%
Resto RES	2.550	2%
Cogeneración y otros	8.500	6%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**143.737**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



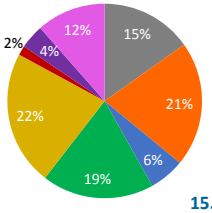
Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***106.017***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***98.900***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***17.474***	*79%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*65%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

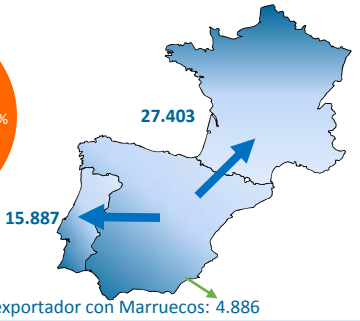
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.978	15%	7.163
Carbón	0	0%	0
Ciclos	69.584	21%	2.833
Hidráulica	19.766	6%	1.338
Eólica	62.363	19%	2.012
Solar FV	75.177	22%	1.879
Termosolar	5.173	2%	2.249
Resto RES	13.409	4%	5.258
Cogeneración y otros	38.675	12%	4.550
Generación	**335.124**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-2.198**
Consumo almacenamiento	*8.860*
Producción bombeo	*6.662*
Producción baterías	*0*



Saldo de intercambios anual (GWh)



SALDO NETO	***ES EXPORT***	***48.176***

CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	28,9%	2,7%
ES-PT	6,8%	0,0%

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***24.566***	*64%*	*de la gener. eléctrica*	*46%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***175.887***	*52%*	*de la gener. eléctrica*	*62%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	***1.915.139***		***48% de la demanda total***		

Emisiones CO2 del mix de generacion (kt) España [1] : *25.474* — *Rentas de la congestión (M€). España:* *246*

[1] *No incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros por considerarse éstas asociadas al proceso productivo industrial y no a la generación de electricidad siendo, en todo caso, de valor constante en todos los escenarios.*

Vertidos España

Vertidos (GWh)	2.267	
	1,6%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh). España

ENS España	0	
	0	*Horas*

Costes anuales (M€). España

Valoración vertidos:		82
Coste variable TOTAL: [2]		10.066
	Costes adquisición energía [3]	*10.311*
	Rentas congestión	*-246*
De inversión [4]:		2.411
	En generación	*2.280*
	En red de transporte	*131*
Total		**12.477**

Coste España €/MWh:

Coste variable	*36,2*
Coste marginal	*36,2*

Inversión en generación según costes unitarios informe ETRI (ref. en ENTSOE).
Inversión en red de transporte según estimación de REE (solamente las interconexiones).

[2] *Coste variable de generación - rentas de congestión.*

[3] *Coste de adquisición para los consumidores españoles.*

[4] *Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).*

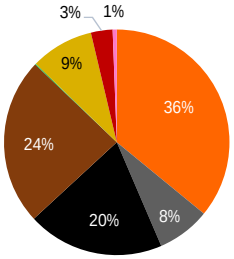
Escenario base. Horizonte 2030.Coste int. Península igual coste ciclo combinado peninsular

Sistema eléctrico balear — Cod B00

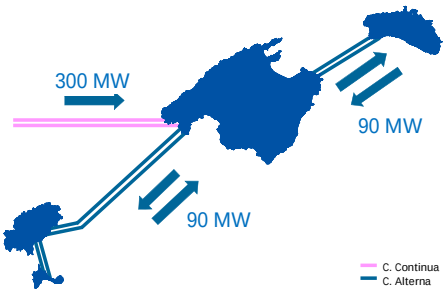
La demanda en baleares (GWh):	6.669	Electrificación transporte:	BAJA	Nivel de eficiencia:	MEDIO
Demanda punta (MW):	1.444	Electrificación climatización:	ALTA		

Capacidad instalada en baleares (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	36%
Motores diésel	182	8%
Turbinas de vapor (carbón)	468	20%
Turbinas de gas	573	24%
Eólica	4	0%
Solar	216	9%
Residuos	75	3%
Cogeneración y otros	14	1%
Total sistema eléctrico balear	2.389	100%



Capacidad de intercambio (MW)



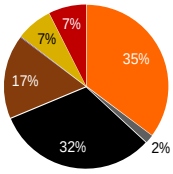
Informacion adicional:

Total renovables	309	13%	del total de la potencia instalada en
Total generaciòn gas natural (MW)	1.049	44%	
Total generaciòn carbón (MW)	468	20%	
Total generación fueloil y gasoil (MW)	563	24%	los sistemas eléctricos canarios

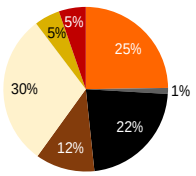
Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1.652	35%	1.925
Motores diésel	76	2%	420
Turbinas de vapor (carbón)	1.492	32%	3.184
Turbinas de gas	777	17%	1.356
Eólica	3	0%	893
Solar	337	7%	1.561
Residuos	350	7%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
Total generación eléctrica	4.687	100%	1.962
Intercambio con Península	1.982		

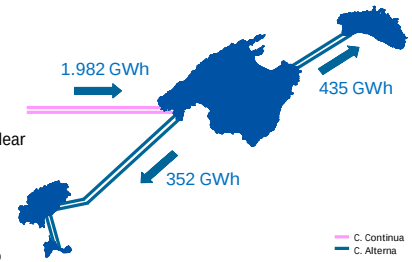
Generación Baleares



Cobertura de la demanda balear



Saldo de intercambios anual (GWh)



Informacion adicional:

Renovables (GWh)	690	15% de la generación total	10% de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	2.429	52% de la generación total	36% de la demanda b.c.
Intercambio con Península (GWh)	1.982		30% de la demanda b.c.
Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton):	3.268		

Vertidos (GWh)

N/A	
N/A	del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

N/A	
N/A	Horas

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [1] (M€/año)	593	89	€/MWh
De inversión anualizados [2]:			
En infraestructuras			
Totales	593		

NOTAS:

[1] Costes de generación según costes variables medios de generación estimados a 2030

[2] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

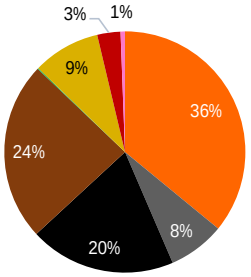
Escenario refuerzo interconexiones. Horizonte 2030.Coste int. Península igual coste ciclo combinado peninsular

Sistema eléctrico balear — Cod B10

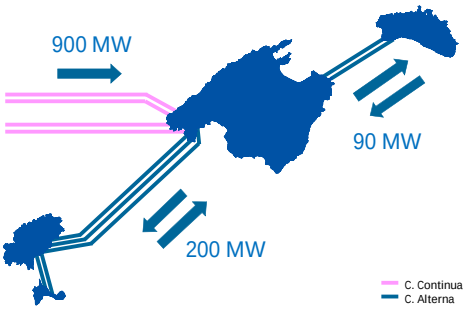
La demanda en baleares (GWh):	6.669	Electrificación transporte:	BAJA	Nivel de eficiencia:	MEDIO
Demanda punta (MW):	1.444	Electrificación climatización:	ALTA		

Capacidad instalada en baleares (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	36%
Motores diésel	182	8%
Turbinas de vapor (carbón)	468	20%
Turbinas de gas	573	24%
Eólica	4	0%
Solar	216	9%
Residuos	75	3%
Cogeneración y otros	14	1%
Total sistema eléctrico balear	2.389	100%



Capacidad de intercambio (MW)

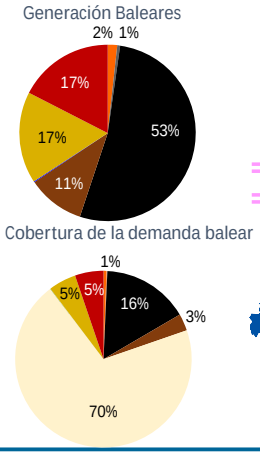


Informacion adicional:

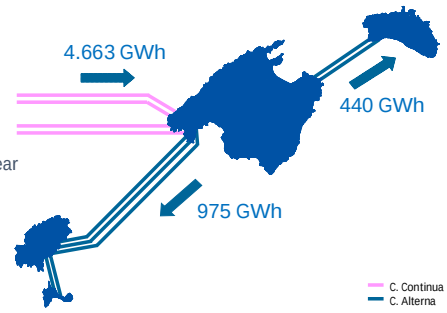
Total renovables	309	13%	del total de la potencia instalada en
Total generaciòn gas natural (MW)	1.049	44%	
Total generaciòn carbón (MW)	468	20%	
Total generación fueloil y gasoil (MW)	563	24%	los sistemas eléctricos baleares

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	35	2%	41
Motores diésel	11	1%	61
Turbinas de vapor (carbón)	1.059	53%	2.261
Turbinas de gas	211	11%	368
Eólica	3	0%	893
Solar	337	17%	1.561
Residuos	350	17%	4.679
Cogeneración y otros	0	0%	-
Total generación eléctrica	2.006	100%	839
Intercambio con Península	4.663		



Saldo de intercambios anual (GWh)



Informacion adicional:

Renovables (GWh)	690	34%	de la generación total	10%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	246	12%	de la generación total	4%	de la demanda b.c.
Intercambio con Península (GWh)	4.663			70%	de la demanda b.c.
Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton):	2.971				

Vertidos (GWh)

-	
-	del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

-	
-	Horas

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [1] (M€/año)	490	→	74 €/MWh
De inversión anualizados [2]:	86		
En infraestructuras	86		
Totales	577		

NOTAS:

[1] Costes de generación según costes variables medios de generación estimados a 2030

[2] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

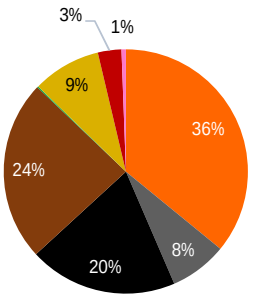
Escenario base. Horizonte 2030. Coste int. Península coste medio peninsular

Sistema eléctrico balear — Cod B01

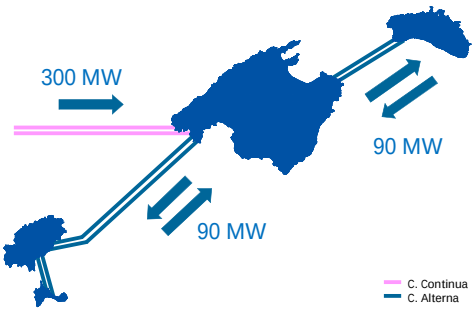
La demanda en baleares (GWh):	6.669	Electrificación transporte:	BAJA	Nivel de eficiencia:	MEDIO
Demanda punta (MW):	1.444	Electrificación climatización:	ALTA		

Capacidad instalada en baleares (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	36%
Motores diésel	182	8%
Turbinas de vapor (carbón)	468	20%
Turbinas de gas	573	24%
Eólica	4	0%
Solar	216	9%
Residuos	75	3%
Cogeneración y otros	14	1%
Total sistema eléctrico balear	2.389	100%



Capacidad de intercambio (MW)



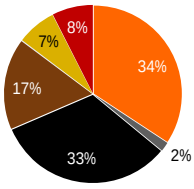
Informacion adicional:

Total renovables	309	13%	del total de la potencia instalada en
Total generaciòn gas natural (MW)	1.049	44%	
Total generaciòn carbón (MW)	468	20%	
Total generación fueloil y gasoil (MW)	563	24%	los sistemas eléctricos baleares

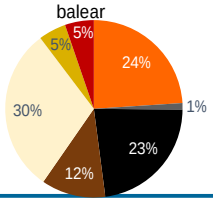
Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1.599	34%	1.863
Motores diésel	79	2%	436
Turbinas de vapor (carbón)	1.520	33%	3.245
Turbinas de gas	780	17%	1.361
Eólica	3	0%	893
Solar	337	7%	1.561
Residuos	350	8%	4.684
Cogeneración y otros	0	0%	0
Total generación eléctrica	4.668	100%	1.954
Intercambio con Península	2.000		

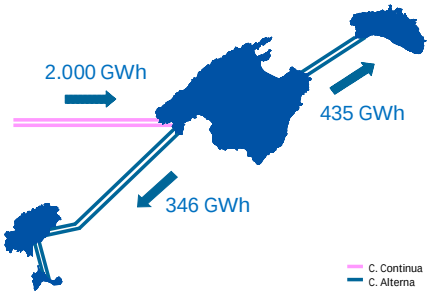
Generación Baleares



Cobertura de la demanda balear



Saldo de intercambios anual (GWh)



Informacion adicional:

Renovables (GWh)	690	15%	de la generación total	10% de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	2.379	51%	de la generación total	36% de la demanda b.c.
Intercambio con Península (GWh)	2.000			30% de la demanda b.c.

Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kt): 3.284

Vertidos (GWh)

-

\- del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

-

\- Horas

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [1] (M€/año) 548 → 82 €/MWh

De inversión anualizados [2]:

En infraestructuras

Totales 548

NOTAS:

[1] Costes de generación según costes variables medios de generación estimados a 2030

[2] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

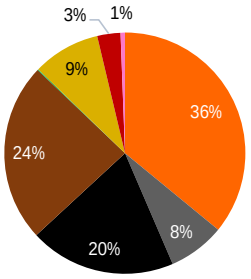
Escenario refuerzo interconexiones. Horizonte 2030. Coste int. Península coste medio peninsular

Sistema eléctrico balear — Cod B11

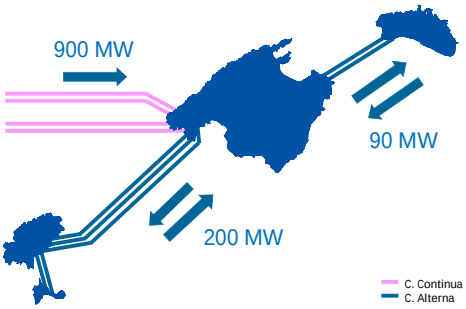
La demanda en baleares (GWh):	6.669	Electrificación transporte:	ALTA	Nivel de eficiencia:	ALTA
Demanda punta (MW):	1.444	Electrificación climatización:	NULA		

Capacidad instalada en baleares (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	36%
Motores diésel	182	8%
Turbinas de vapor (carbón)	468	20%
Turbinas de gas	573	24%
Eólica	4	0%
Solar	216	9%
Residuos	75	3%
Cogeneración y otros	14	1%
Total sistema eléctrico balear	2.389	100%



Capacidad de intercambio (MW)

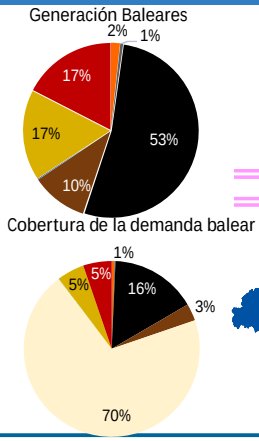


Informacion adicional:

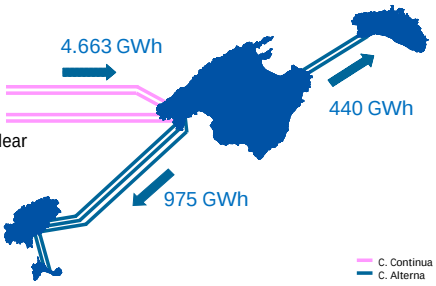
Total renovables	309	13%	del total de la potencia instalada en
Total generación gas natural (MW)	1.049	44%	
Total generaciòn carbón (MW)	468	20%	
Total generación fueloil y gasoil (MW)	563	24%	los sistemas eléctricos canarios

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	34	2%	40
Motores diésel	11	1%	63
Turbinas de vapor (carbón)	1.059	53%	2.262
Turbinas de gas	210	10%	367
Eólica	3	0%	893
Solar	337	17%	1.561
Residuos	350	17%	4.679
Cogeneración y otros	0	0%	0
Total generación eléctrica	2.005	100%	839
Intercambio con Península	4.663		



Saldo de intercambios anual (GWh)



Informacion adicional:

Renovables (GWh)	690	34%	de la generación total	10%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	244	12%	de la generación total	4%	de la demanda b.c.
Intercambio con Península (GWh)	4.663			70%	de la demanda b.c.
Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton):	2.971				

Vertidos (GWh)

N/A		
N/A	del producible eólico y solar	

Energía no suministrada (GWh)

N/A	
N/A	Horas

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [1] (M€/año)	388	→	58 €/MWh
De inversión anualizados [2]:	86		
En generación			
En infraestructuras	86		
Totales	475		

NOTAS:

[1] Costes de generación según costes variables medios de generación estimados a 2030

[2] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

Escenario base. Cierre parcial parque carbón

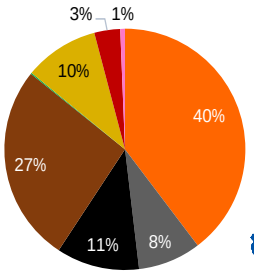
Sistema eléctrico balear

Cod B21

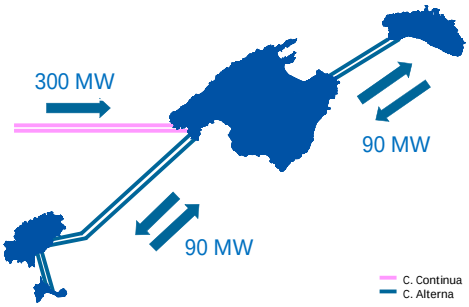
La demanda en baleares (GWh):	6.669	Electrificación transporte:	BAJA	Nivel de eficiencia:	MEDIO
Demanda punta (MW):	1.444	Electrificación climatización:	ALTA		

Capacidad instalada en baleares (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	40%
Motores diésel	182	8%
Turbinas de vapor (carbón)	241	11%
Turbinas de gas	573	27%
Eólica	4	0%
Solar	216	10%
Residuos	75	3%
Cogeneración y otros	14	1%
Total sistema eléctrico balear	2.162	100%



Capacidad de intercambio (MW)

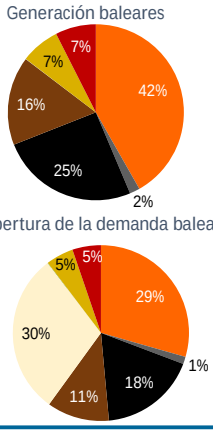


Informacion adicional:

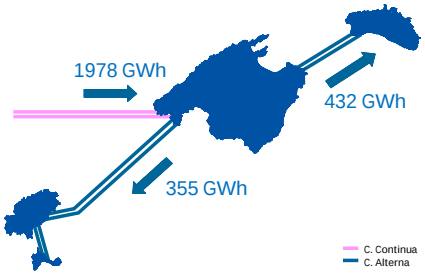
Total renovables	309	14%	del total de la potencia instalada en
Total generaciòn gas natural (MW)	1.049	49%	
Total generaciòn carbón (MW)	468	22%	
Total generación fueloil y gasoil (MW)	563	26%	los sistemas eléctricos canarios

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	1.959	42%	2.284
Motores diésel	88	2%	482
Turbinas de vapor (carbón)	1.189	25%	4.930
Turbinas de gas	764	16%	1.334
Eólica	3	0%	893
Solar	337	7%	1.561
Residuos	350	7%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
Total generación eléctrica	4.690	100%	2.169
Intercambio con Península	1.978		



Saldo de intercambios anual (GWh)



Informacion adicional:

Renovables (GWh)	690	15%	de la generación total	10%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	2.723	58%	de la generación total	41%	de la demanda b.c.
Intercambio con Península (GWh)	1.978			30%	de la demanda b.c.
Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton):	3.094				

Vertidos (GWh)

N/A

N/A del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

N/A

N/A Horas

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [1] (M€/año)	593	89	€/MWh
De inversión anualizados [2]:			
En generación			
En infraestructuras			
Totales	593		

NOTAS:

[1] Costes de generación según costes variables medios de generación estimados a 2030

[2] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

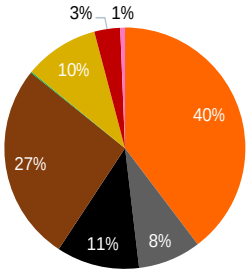
Escenario 2030 refuerzo interconexión. Cierre parcial parque carbón

Sistema eléctrico balear — Cod B22

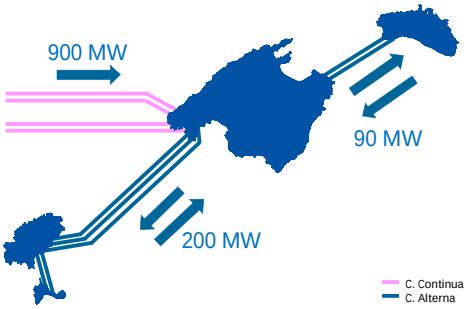
La demanda en baleares (GWh):	6.669	Electrificación transporte:	ALTA	Nivel de eficiencia:	ALTA
Demanda punta (MW):	1.444	Electrificación climatización:	NULA		

Capacidad instalada en baleares (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	858	40%
Motores diésel	182	8%
Turbinas de vapor (carbón)	241	11%
Turbinas de gas	573	27%
Eólica	4	0%
Solar	216	10%
Residuos	75	3%
Cogeneración y otros	14	1%
Total sistema eléctrico balear	2.162	100%



Capacidad de intercambio (MW)

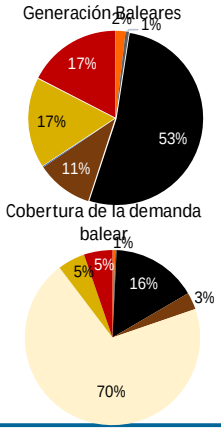


Informacion adicional:

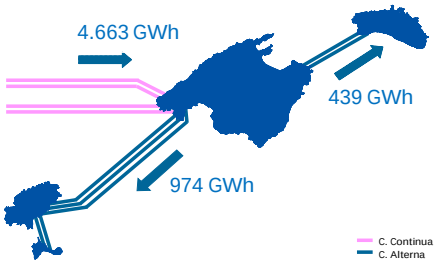
Total renovables	309	14%	del total de la potencia instalada en
Total generaciòn gas natural (MW)	1.049	49%	
Total generaciòn carbón (MW)	468	22%	
Total generación fueloil y gasoil (MW)	563	26%	los sistemas eléctricos canarios

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	36	2%	42
Motores diésel	13	1%	70
Turbinas de vapor (carbón)	1.055	53%	4.376
Turbinas de gas	211	11%	369
Eólica	3	0%	893
Solar	337	17%	1.561
Residuos	350	17%	0
Cogeneración y otros	0	0%	0
Total generación eléctrica	2.006	100%	928
Intercambio con Península	4.663		



Saldo de intercambios anual (GWh)



Informacion adicional:

Renovables (GWh)	690	34%	de la generación total	10%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	247	12%	de la generación total	4%	de la demanda b.c.
Intercambio con Península (GWh)	4.663			70%	de la demanda b.c.
Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton):	2.970				

Vertidos (GWh)

N/A

N/A del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

N/A

N/A Horas

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [1] (M€/año)	491	→	74 €/MWh
De inversión anualizados [2]:	86		
En generación			
En infraestructuras	86		
Totales	577		

NOTAS:

[1] Costes de generación según costes variables medios de generación estimados a 2030

[2] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

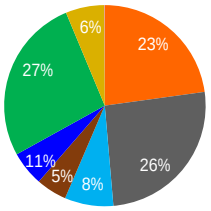
Escenario Base

Sistemas eléctricos canarios — Cod C00

La demanda en ES (GWh):	12.054	Electrificación transporte:	BAJA	Nivel de eficiencia:	MEDIO
Demanda punta (MW):	1.978	Electrificación climatización:	BAJA		

Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	865	23%
Motores diésel	981	26%
Turbinas de vapor	297	8%
Turbinas de gas	187	5%
Bombeo puro	211	6%
Eólica	1.015	27%
Solar	235	6%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	4	0%
Total sistemas eléctricos canarios	3.795	100%



Infraestructuras: enlaces entre sistemas, bombeos y regasificadoras



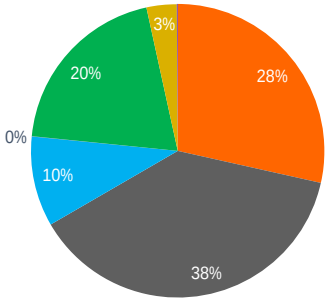
Informacion adicional:

Total renovables	1.250	33%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	2.330	61%	
Otros (MW)	215	6%	

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	3.450	28%	3.986
Motores diésel	4.618	38%	4.709
Turbinas de vapor	1.203	10%	4.052
Turbinas de gas	1	0%	6
Eólica	2.422	20%	2.386
Solar	402	3%	1.711
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	12	0%	3.314
Total generación eléctrica	12.107	100%	3.190
Producción con bombeo	121		
Consumo del bombeo	-174		
Generación neta [1]	12.054		

[1] Sin consumo de bombeo o baterías = demanda en b.c.



Informacion adicional:

Renovables (GWh)	2.824	23%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	23%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	9.272	77%		77%	
Otros (GWh)	12	0%		0%	

Emisiones CO_2 del mix de generacion (kton): 5.850

Vertidos (GWh)

84	
3%	del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

0	
0,0%	de la demanda

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [2] (M€/año)	2.042	→ 169 €/MWh
De inversión anualizados [3] (M€/año):	260	
En generación	260	
En infraestructuras	0	
Totales	2.301	M€/año

NOTAS:

[2] Costes de generación y de las emisiones de CO_2 acordes con el escenario Europeo DG

[3] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

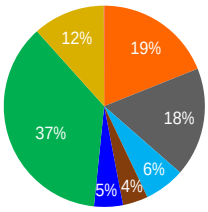
Escenario Renovables

Sistemas eléctricos canarios — Cod C01

La demanda en ES (GWh):	11.590	Electrificación transporte:	ALTA	Nivel de eficiencia:	ALTO
Demanda punta (MW):	1.900	Electrificación climatización:	ALTA		

Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	865	19%
Motores diésel	801	18%
Turbinas de vapor	297	6%
Turbinas de gas	187	4%
Bombeo puro	211	5%
Eólica	1.677	37%
Solar	530	12%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	4	0%
Total sistemas eléctricos canarios	4.572	100%



Infraestructuras: enlaces entre sistemas, bombeos y regasificadoras

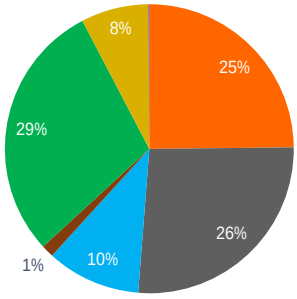


Informacion adicional:

Total renovables	2.207	48%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	2.150	47%	
Otros(MW)	215	5%	

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	2.897	25%	3.348
Motores diésel	3.080	26%	3.848
Turbinas de vapor	1.224	10%	4.123
Turbinas de gas	166	1%	888
Eólica	3.401	29%	2.028
Solar	882	8%	1.664
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	12	0%	3.314
Total generación eléctrica	11.663	100%	2.551
Producción con bombeo	170		
Consumo del bombeo	-243		
Generación neta [1]	11.590		



[1] Sin consumo de bombeo o baterías = demanda en b.c.

Informacion adicional:

Renovables (GWh)	4.283	37%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	37%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	0	0%		0%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	7.368	63%		64%	
Otros (GWh)	12	0%		0%	

Emisiones CO_2 del mix de generacion (kton): 4.770

Vertidos (GWh)

914 — 18% del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

0 — 0,0% de la demanda

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [2] (M€/año)	1.718	→ 148	€/MWh
De inversión anualizados [3] (M€/año):	362		
En generación	328		
En infraestructuras	35		
Totales	2.080	M€/año	

NOTAS:

[2] Costes de generación y de las emisiones de CO_2 acordes con el escenario Europeo DG

[3] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

Escenario Renovables alta + Infraestructuras eléctricas

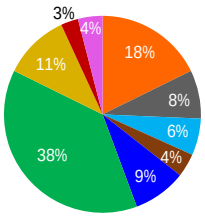
Sistemas eléctricos canarios

Cod C02

La demanda en ES (GWh):	11.590	Electrificación transporte:	ALTA	Nivel de eficiencia:	ALTO
Demanda punta (MW):	1.900	Electrificación climatización:	ALTA		

Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	865	18%
Motores diésel	388	8%
Turbinas de vapor	297	6%
Turbinas de gas	187	4%
Bombeo puro	426	9%
Eólica	1.852	38%
Solar	530	11%
Biomasa	140	3%
Cogeneración y otros	195	4%
Total sistemas eléctricos canarios	4.880	100%



Infraestructuras: enlaces entre sistemas, bombeos y regasificadoras

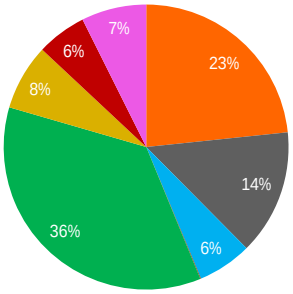


Informacion adicional:

Total renovables	2.522	52%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	0	0%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	1.737	36%	
Otros (MW)	621	13%	

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	2.737	23%	3.162
Motores diésel	1.671	14%	4.312
Turbinas de vapor	721	6%	2.429
Turbinas de gas	8	0%	41
Eólica	4.189	36%	2.262
Solar	880	8%	1.661
Biomasa	661	6%	0
Cogeneración y otros	864	7%	4.431
Total generación eléctrica	11.731	100%	2.404
Producción con bombeo	323		
Consumo del bombeo	-464		
Generación neta [1]	11.590		



[1] Sin consumo de bombeo o baterías = demanda en b.c.

Informacion adicional:

Renovables (GWh)	5.730	49%		49%	
Producción con gas natural (GWh)	0	0%	de la generación eléctrica	0%	de la demanda b.c.
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	6.001	51%	(sin producción de bombeo)	52%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO_2 del mix de generacion (kton): 3.760

Vertidos (GWh)

417	
8%	del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

0	
0,0%	de la demanda

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [2] (M€/año)	1.449	125 €/MWh
De inversión anualizados [3] (M€/año):	395	
En generación	279	
En infraestructuras	116	
Totales	1.844 M€/año	

NOTAS:

[2] Costes de generación y de las emisiones de CO_2 acordes con el escenario Europeo DG

[3] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

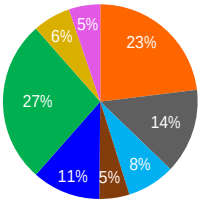
Escenario Infraestructuras eléctrica y gasista

Sistemas eléctricos canarios — Cod C03

La demanda en ES (GWh):	12.054	Electrificación transporte:	BAJA	Nivel de eficiencia:	MEDIO
Demanda punta (MW):	1.978	Electrificación climatización:	BAJA		

Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	865	23%
Motores diésel	532	14%
Turbinas de vapor	297	8%
Turbinas de gas	187	5%
Bombeo puro	426	11%
Eólica	1.015	27%
Solar	235	6%
Biomasa	0	0%
Cogeneración y otros	195	5%
Total sistemas eléctricos canarios	3.753	100%



Infraestructuras: enlaces entre sistemas, bombeos y regasificadoras

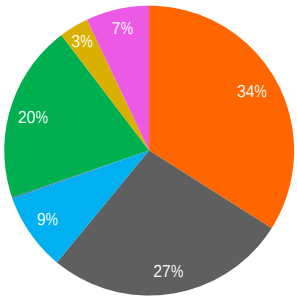


Informacion adicional:

Total renovables	1.250	33%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	1.317	35%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	564	15%	
Otros (MW)	621	17%	

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	4.151	34%	4.797
Motores diésel	3.297	27%	6.202
Turbinas de vapor	1.054	9%	3.551
Turbinas de gas	20	0%	106
Eólica	2.426	20%	2.390
Solar	402	3%	1.711
Biomasa	0	0%	0
Cogeneración y otros	864	7%	4.431
Total generación eléctrica	12.215	100%	3.255
Producción con bombeo	370		
Consumo del bombeo	-531		
Generación neta [1]	12.054		



[1] Sin consumo de bombeo o baterías = demanda en b.c.

Informacion adicional:

Renovables (GWh)	2.829	23%		23%	
Producción con gas natural (GWh)	7.784	64%	de la generación eléctrica	65%	de la demanda b.c.
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	1.602	13%	(sin producción de bombeo)	13%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO_2 del mix de generacion (kton): 4.610

Vertidos (GWh)

79	
3%	del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

0	
0,0%	de la demanda

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [2] (M€/año)	1.440	→ 119 €/MWh
De inversión anualizados [3] (M€/año):	346	
En generación	184	
En infraestructuras	162	
Totales	1.786	M€/año

NOTAS:

[2] Costes de generación y de las emisiones de CO_2 acordes con el escenario Europeo DG

[3] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

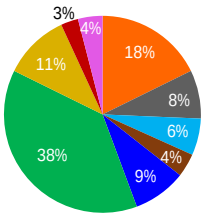
Escenario Renovables alta + Infraestructuras eléctricas y gasistas

Sistemas eléctricos canarios — Cod C04

La demanda en ES (GWh):	11.590	Electrificación transporte:	ALTA	Nivel de eficiencia:	ALTO
Demanda punta (MW):	1.900	Electrificación climatización:	ALTA		

Capacidad instalada (MW)

	MW	%
Ciclo combinado	865	18%
Motores diésel	388	8%
Turbinas de vapor	297	6%
Turbinas de gas	187	4%
Bombeo puro	426	9%
Eólica	1.852	38%
Solar	530	11%
Biomasa	140	3%
Cogeneración y otros	195	4%
Total sistemas eléctricos canarios	4.880	100%



Infraestructuras: enlaces entre sistemas, bombeos y regasificadoras



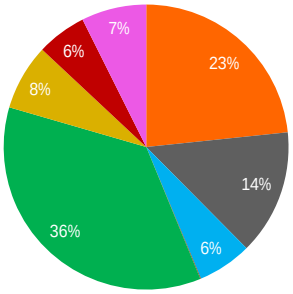
Informacion adicional:

Total renovables	2.522	52%	del total de la potencia instalada en los sistemas eléctricos canarios
Total generación gas natural (MW)	1.173	24%	
Total generación fuelóleo y gasóleo (MW)	564	12%	
Otros (MW)	621	13%	

Balance de generación (GWh)

	GWh	%	Horas utilización
Ciclo combinado	2.737	23%	3.162
Motores diésel	1.671	14%	4.312
Turbinas de vapor	721	6%	2.429
Turbinas de gas	8	0%	41
Eólica	4.189	36%	2.262
Solar	880	8%	1.661
Biomasa	661	6%	4.719
Cogeneración y otros	864	7%	4.431
Total generación eléctrica	11.731	100%	2.404
Producción con bombeo	323		
Consumo del bombeo	-464		
Generación neta [1]	11.590		

[1] Sin consumo de bombeo o baterías = demanda en b.c.



Informacion adicional:

Renovables (GWh)	5.730	49%	de la generación eléctrica (sin producción de bombeo)	49%	de la demanda b.c.
Producción con gas natural (GWh)	3.765	32%		32%	
Producción fuelóleo/gasóleo (GWh)	2.235	19%		19%	
Otros (GWh)	0	0%		0%	

Emisiones CO_2 del mix de generacion (kton): 3.030

Vertidos (GWh)

417 — 8% del producible eólico y solar

Energía no suministrada (GWh)

0 — 0,0% de la demanda

Costes anuales (M€)

Coste variables de generación [2] (M€/año)	1.065	92 €/MWh
De inversión anualizados [3] (M€/año):	441	
En generación	279	
En infraestructuras	162	
Totales	1.505 M€/año	

NOTAS:

[2] Costes de generación y de las emisiones de CO_2 acordes con el escenario Europeo DG

[3] Anualización 7,5% CAPEX (TYNDP2018 Methodology).

ANEXO SOBRE LA ENERGÍA NUCLEAR

1. ANTECEDENTES

Con la entrada en operación entre los años 1968 y 1972 de las tres centrales nucleares de la primera generación, José Cabrera (Guadalajara), Santa María de Garoña (Burgos) y Vandellós I (Tarragona), España se sumó a los países que optaban por una nueva forma de producción eléctrica, basándose en el conocimiento científico y tecnológico promovido por la Junta de Energía Nuclear.

Poco después, tras la crisis del petróleo de 1973, se embarcó en un ambicioso programa de construcción de centrales nucleares. El plan inicial contemplaba la construcción de 24 reactores adicionales, para lo que se promovió una fuerte inversión en desarrollo industrial, que condujo en la creación de industrias de bienes de equipo, de fabricación de combustible nuclear, de prestación de servicios, etc.

En el Plan Energético Nacional de 1978 este número de reactores se redujo a los 12 siguientes: Almaraz I y II (Cáceres), Lemóniz I y II (Vizcaya), Ascó I y II (Tarragona), Cofrentes (Valencia), Valdecaballeros I y II (Badajoz), Vandellós II (Tarragona) y Trillo I y II (Guadalajara).

Las principales ingenierías del país experimentaron un notable crecimiento durante el desarrollo de los proyectos, produciéndose un trasvase y asimilación de conocimientos como fruto del asesoramiento y colaboración con otras ingenierías extranjeras especializadas en la tecnología nuclear.

Para dar el soporte regulatorio correspondiente, en 1980 se creó el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), como organismo independiente encargado de velar por el funcionamiento seguro de las instalaciones nucleares y radiactivas.

En 1983 la moratoria nuclear implicó la paralización de 5 de los proyectos: Lemóniz I y II, cuya construcción estaba suspendida desde 1981, Valdecaballeros I y II y Trillo II. Como consecuencia, tras la finalización del proyecto de Trillo I, en 1988, se pasó de ser un país que construía centrales nucleares a ser únicamente operador de las plantas. Esta circunstancia exigió al sector nuclear el adaptarse a la nueva situación, orientando sus esfuerzos hacia los mercados internacionales para tratar de mantener las capacidades desarrolladas durante los años anteriores.

En 1984 tuvo lugar la creación de ENRESA como empresa pública encargada de gestionar los residuos radiactivos provenientes, no sólo de la generación de energía eléctrica, sino también de las instalaciones radiactivas, así como del desmantelamiento de las instalaciones nucleares. La construcción de la Instalación de almacenamiento de residuos radiactivos de baja y media actividad de El Cabril (Córdoba) constituyó un hito relevante para dicha gestión.

En 1986, España entra en la Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM), cuyo programa de Investigación y Formación sobre energía nuclear constituyó el principal instrumento jurídico y financiero de la Comisión Europea para construir el llamado Espacio Europeo de la Investigación en el campo nuclear. Ese mismo año tuvo lugar el accidente de Chernobyl que supuso un gran revés para esta tecnología al ponerse en cuestión la seguridad de las centrales nucleares.

En 1989, como consecuencia del incendio que sufrió la Central de Vandellós I (500 MW), que causó importantes daños en sus instalaciones, se produjo el primer cierre de una central en nuestro país.

Con el fin de dar una solución a la moratoria nuclear, en la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), aprobada en 1994, se declaró la paralización definitiva de los proyectos afectados y establecieron las correspondientes compensaciones económicas a las compañías eléctricas titulares de los proyectos por las inversiones realizadas. Estos pagos fueron abonados por los consumidores eléctricos, hasta agosto de 2015, al Fondo de Titulización de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear por un importe global de 5.717 millones de euros[1].

En el año 2006, el Ministerio de Industria puso en marcha la "*Mesa de diálogo sobre la evolución de la energía nuclear en España*" que contó con una amplia representación política, institucional y de los agentes sociales y permitió debatir de forma exhaustiva sobre los distintos aspectos que afectan a esta energía.

En abril de ese año se produjo el cese de explotación definitivo de la Central José Cabrera (160 MW) en virtud de la limitación de su vida establecida en la autorización de explotación que le había sido concedida en el año 2002 de acuerdo con el informe elaborado por el CSN.

También en el año 2006, el Consejo de Ministros aprobó el vigente Sexto Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), así como la creación de una Comisión Interministerial para el establecimiento de los criterios que debería cumplir el Almacén Temporal Centralizado (ATC) para la gestión del combustible gastado y residuos radiactivos de alta actividad.

Transcurridos 25 años desde el accidente de Chernobyl, en marzo de 2011 se produjo en Fukushima el segundo accidente nuclear más grave. Los organismos reguladores europeos exigieron a los titulares de las centrales nucleares llevar a cabo lo que se denominaron "pruebas de resistencia", y, como resultado, a la introducción de determinadas modificaciones en el diseño de las plantas para poder hacer frente a fenómenos externos extremos, como el que originó el citado accidente.

El año 2012 se iniciaba con la decisión del Gobierno de elegir el municipio de Villar de Cañas para albergar el futuro ATC, teniendo en cuenta el informe que había remitido al Gobierno la Comisión Interministerial. No obstante, como consecuencia de los acuerdos adoptados en el año 2015 por el Gobierno de Castilla-La Mancha en relación con la ampliación del Espacio Protegido Red Natura 2000 Laguna del Hito y con la anulación del Plan de Ordenación Municipal de Villar de Cañas, no se está en condiciones de estimar cuándo se podrá operar la instalación.

[1] Disponible en: www.cnmc.es/sites/default/files/1296210_1.pdf

Por último, el pasado 1 de agosto el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) denegó la renovación de la autorización de explotación de la central de Santa María de Garoña (466 MW), que se encontraba parada desde diciembre de 2012 por decisión de la compañía propietaria Nuclenor argumentando razones económicas derivadas de la Ley de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética, aprobada el 28 de diciembre de ese año. Con ello se ha dado fin a la explotación de la tercera y última central de las conocidas como de primera generación.

2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA

Potencia instalada y producción eléctrica

Tras el cese de explotación definitivo de la central de Santa María de Garoña, la potencia instalada del parque nuclear es de 7.405 MW, lo que supone, aproximadamente, el 7% del total de la potencia eléctrica instalada en el país.

La producción eléctrica neta de origen nuclear en 2016 fue de 56.099 GWh, representando el 21,39% de la producción eléctrica total y siendo esta tecnología la primera fuente de suministro eléctrico en España. El factor de carga promedio de las centrales nucleares fue del 90,38% y el de operación del 91,62%.

En la tabla siguiente se indican los 7 reactores nucleares, situados en 5 emplazamientos, que integran actualmente el parque nuclear en explotación, tras el cese definitivo de explotación de Santa María de Garoña.

Tabla 1. Parque nuclear en explotación

Unidad	Emplazamiento	Propietarios	%	Potencia Eléctrica (MW)	Autorización puesta en marcha	Inicio operación comercial	Renovación autorización actual concedida por 10 años
Almaraz I	Almaraz CÁCERES	Iberdrola Endesa Gas Natural Fenosa	53 36 11	1.049,2	Octubre 1980	Septiembre 1983	Junio 2020
Almaraz II	Almaraz CÁCERES	Iberdrola Endesa Gas Natural Fenosa	53 36 11	1.051,8	Junio 1983	Julio 1984	Junio 2020
Ascó I	Ascó TARRAGONA	Endesa	100	1.032,5	Julio 1982	Diciembre 1984	Octubre 2021
Cofrentes	Cofrentes VALENCIA	Iberdrola	100	1.092,0	Julio 1984	Marzo 1985	Marzo 2021
Ascó II	Ascó TARRAGONA	Endesa Iberdrola	85 15	1.027,2	Abril 1985	Marzo 1986	Octubre 2021

Unidad	Emplazamiento	Propietarios	%	Potencia Eléctrica (MW)	Autorización puesta en marcha	Inicio operación comercial	Renovación autorización actual concedida por 10 años
Vandellós II	Vandellós i L'Hospitalet del Infant TARRAGONA	Endesa Iberdrola	72 28	1.087,1	Agosto 1987	Marzo 1988	Julio 2020
Trillo	Trillo GUADALAJARA	Iberdrola Gas Natural Fenosa EDP Nuclenor	48 34,5 15,5 2	1.066,0	Diciembre 1987	Agosto 1988	Noviembre 2024

Todas las centrales son de agua a presión (PWR), excepto Cofrentes que es de agua en ebullición (BWR).

Combustible nuclear

Procesos para la fabricación del combustible.

Comprenden el conjunto de etapas que van desde la extracción del mineral de uranio hasta la fabricación de los elementos combustibles que se introducen en el reactor de una central nuclear.

El uranio que se encuentra en la naturaleza contiene una proporción del isótopo fisionable (Uranio-235) del 0,7% y para ser utilizado en un reactor nuclear se ha de "enriquecer" en este isótopo hasta grados de enriquecimiento del 4-5%, a través de los siguientes procesos.

Tabla 2. Procesos para la fabricación del combustible nuclear

		% coste del combustible
1ª.-	Minería y fabricación de concentrados de uranio (U_3O_8)	46
2ª.-	Conversión a hexafluoruro de uranio (UF_6)	3
3ª.-	Enriquecimiento en el isótopo de Uranio-235	38
4ª.-	Reconversión de UF6 a UO_2	1
5ª.-	Fabricación de combustible nuclear	12

De estos cinco procesos, actualmente en España únicamente se lleva a cabo el último tras el cese de explotación de la mina de uranio de Saelices el Chico (Salamanca) y el cierre de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio en el año 2000, como consecuencia del agotamiento de los recursos mineros económicamente explotables.

La compañía ENUSA Industrias Avanzadas, S.A. (60% SEPI y 40% CIEMAT) fabrica, desde el año 1985, elementos combustibles en la fábrica de Juzbado (Salamanca), a partir del uranio enriquecido importado, tanto para centrales del tipo PWR como BWR.

En dicha fábrica, el polvo de óxido de uranio enriquecido es sometido a un proceso de prensado a alta temperatura para convertirlo en pastillas cerámicas que se introducen en el interior de una vaina metálica, constituyendo una varilla de combustible. Posteriormente, las varillas se colocan en un armazón que contiene un cierto número de ellas (normalmente 17x17 o 10x10 según el tipo de reactor) y, junto a otros componentes auxiliares, constituyen un elemento de combustible.

La producción en el año 2016 fue de 603 elementos (272 Tm de uranio), de los cuales, el 65% se exportaron para centrales de Francia, Bélgica y Alemania.

Adicionalmente, ENUSA se encarga de la gestión del aprovisionamiento de uranio enriquecido destinado a todas las centrales nucleares españolas. Para ello dispone de contratos de suministro de concentrados de uranio y servicios de conversión y enriquecimiento con una amplia diversificación geográfica. Las compras correspondientes al periodo 2017 a 2019 tienen el siguiente origen:

- Concentrados (U_3O_8): Europa (58%), África (34%) y Norteamérica (8%).
- Conversión (UF_6): Europa (63%) y Norteamérica (37%).
- Enriquecimiento (UTS[2]): Europa (100%).

Cabe mencionar que ENUSA cuenta con una participación accionarial del 10% en la compañía de producción de concentrados de uranio CONIMAK (Compañía Minera de Akouta, en República de Níger).

Garantía de suministro del combustible nuclear

De acuerdo con lo previsto en el R.D. 1464/1999, sobre actividades de la primera parte del ciclo de combustible nuclear, los titulares de las centrales nucleares están obligados a:

- Tener asegurado el suministro de uranio enriquecido para un periodo mínimo de funcionamiento de la central de cinco años.
- Tener almacenados en la central en la que van a ser utilizados los elementos de combustible constitutivos de la siguiente recarga con una antelación mínima de dos meses, es decir, los nuevos elementos de combustible que sustituirán al combustible gastado. Esta sustitución, generalmente suele afectar a un tercio del total de los elementos del núcleo del reactor en cada recarga.
- Constituir conjuntamente una reserva física de óxido de uranio enriquecido que contenga, al menos, 721 toneladas de U_3O_8 y 363.000 UTS en su composición (equivale, aproximadamente, a dos recargas para una central tipo Almaraz o Ascó).

Por otra parte, el Tratado de EURATOM estableció en su capítulo VI una política de abastecimiento común de materias primas y creó la Agencia Europea de Abastecimiento.

[2] Unidad Técnica de Separación: Medida de la energía consumida en la separación del uranio en una parte enriquecida y otra empobrecida en el isótopo fisible U-235. El número de UTS es proporcional al grado de enriquecimiento requerido.

Esta Agencia tiene la misión de asegurar un suministro de combustible nuclear regular y equitativo para los usuarios comunitarios y actúa bajo la supervisión de la Comisión Europea. Para asegurar a largo plazo el suministro de combustible promueve la diversificación de las fuentes de suministro, evitando la excesiva dependencia de un único país y asegurando, en un contexto de libre mercado, que se mantiene la viabilidad de la industria europea relacionada con estas actividades.

Mercado del uranio

Los recursos de uranio se encuentran muy dispersos geográficamente. Aproximadamente, el 90% de los recursos mundiales de este mineral se hallan en los siguientes países: Australia, Canadá, Kazajistán, Níger, Namibia, Rusia, Sudáfrica, Brasil, Estados Unidos y Ucrania. En la Unión Europea el suministro de uranio en el año 2014 procedió, básicamente, de Kazajistán (27%), Rusia (18%), Níger (15%), Australia (14%) y Canadá (13%). Según la publicación de la OCDE-OIEA "Uranium 2016: Resources, Production and Demand" (pág. 124), existen reservas de uranio para más de 135 años de funcionamiento del actual parque nuclear mundial.

Tal como se aprecia en la tabla siguiente, el precio de los concentrados de uranio en la zona Euratom no ha experimentado un incremento significativo en los últimos 35 años. Tras un periodo de caída de los precios coincidente con la práctica ausencia de proyectos nucleares en el mundo, volvieron a incrementarse ante la mejora de expectativas, aunque de forma moderada con respecto a los años ochenta.

Tabla 3. Precio de concentrados de uranio

(€/kg)	1980	1990	2000	2005	2010	2013	2016
Contratos a largo plazo	67,20	60,00	37,00	33,56	61,68	85,19	86,62
Precios "Spot"	65,34	19,75	22,75	44,27	79,48	78,24	88,56

Gestión del combustible nuclear gastado en España

ENRESA (80% CIEMAT y 20% SEPI) es responsable de las actividades relativas a la gestión del combustible gastado y del resto de los residuos radiactivos generados en España, así como del desmantelamiento de las instalaciones nucleares.

Estas actividades se llevan a cabo bajo la tutela del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) y de acuerdo con lo establecido en el Plan General de Residuos Radiactivos, que es aprobado por el Gobierno (el vigente fue aprobado en junio del 2006)[3].

[3] De acuerdo con lo establecido en el R.D.102/2014, para la gestión responsable y segura del combustible gastado y los residuos radiactivos, ENRESA debe presentar al Ministerio competente, cada cuatro años o cuando dicho Ministerio lo requiera, una revisión del PGRR. Asimismo, establece que dicho Plan será revisado periódicamente teniendo en cuenta los progresos científicos y técnicos, la experiencia adquirida, así como las recomendaciones, enseñanzas y buenas prácticas que se deriven de los procesos de revisión inter pares en el seno de la UE.

En él se establecen las estrategias y actuaciones correspondientes, incluyendo las previsiones económicas y financieras para llevarlas a cabo.

Durante la recarga de combustible de la central, que tiene lugar periódicamente (los periodos oscilan entre 12 y 24 meses según el tipo de central y su duración entre 20 y 30 días), el combustible gastado es descargado a la correspondiente piscina de que dispone cada central para su enfriamiento.

Hasta la fecha, con la excepción de algunas remesas de combustible gastado procedentes de las centrales de primera generación que, por diversos motivos, fueron enviadas en el pasado a reprocesar al extranjero, el combustible gastado de las centrales españolas se ha ido almacenando en sus piscinas.

No obstante, ante la ausencia de un almacén temporal centralizado (ATC) y la saturación de la capacidad de las piscinas, se han ido construyendo almacenes temporales individualizados (ATIs) en los emplazamientos de aquellas centrales en que ha sido necesario para poder continuar con su explotación o poder iniciar el desmantelamiento. De esta forma, actualmente existen ATIs en las centrales de Trillo, Jose Cabrera y Ascó, y se encuentran en avanzado estado de construcción en Almaraz y Santa María de Garoña.

En la tabla siguiente se indican los elementos de combustible gastado almacenados en las piscinas y en ATIs, a 31 de diciembre de 2016.

Tabla 4. Combustible gastado almacenado

	Combustible almacenado (elementos combustibles)			
CCNN	**En piscina**	**En seco (ATI)**	**Total**	**Grado de ocupación de las piscinas (%)**
José Cabrera	0	377	377	NA
Garoña	2.505	0	2.505	96
Almaraz I	1.456	0	1.456	88
Almaraz II	1.440	0	1.440	87
Ascó I	1.164	192	1.356	92
Ascó II	1.168	160	1.328	92
Cofrentes	4.232	0	4.232	89
Vandellós II	1.212	0	1.212	84
Trillo	504	672	1.176	80

Todo el combustible gastado generado en Vandellós 1 fue enviado a Francia para su reprocesamiento.

Desmantelamiento

El desmantelamiento, que es responsabilidad de ENRESA previa transferencia a la misma de la titularidad de la instalación, comprende las actividades de descontaminación, desmontaje de equipos, demolición de estructuras y retirada de materiales, cuyo objetivo es permitir la liberación total del emplazamiento para cualquier uso o restringida para determinadas actividades.

Antes de iniciar el desmantelamiento es preciso evacuar el combustible gastado almacenado en la piscina, para lo cual se requiere que se haya producido un enfriamiento previo del mismo que permita dicha evacuación.

En la central de Vandellós I el desmantelamiento ha sido preciso abordarlo en dos etapas debido a sus características técnicas específicas. La primera se llevó a cabo entre 1998 y 2003 y tras ella se inició lo que se denomina "fase de latencia", que está previsto tenga una duración de 25 años. Una vez finalizada esta fase se concluirá el desmantelamiento total. En la central de José Cabrera se inició el desmantelamiento en el año 2010 y ya se encuentra próximo a su finalización.

En sus estimaciones actuales, ENRESA prevé para los futuros desmantelamientos un periodo de 6 años entre la parada de la central y el inicio del desmantelamiento, al objeto de que se lleve a cabo la evacuación del combustible de la piscina, y de 10 años para la ejecución del desmantelamiento. Ello hará necesaria una planificación adecuada y con la suficiente antelación de los distintos desmantelamientos que haya que abordar en su día, que permita optimizar técnica y económicamente los recursos disponibles para llevar a cabo, tanto la gestión del combustible gastado previa al inicio de los desmantelamientos, como la ejecución de dichos desmantelamientos[4].

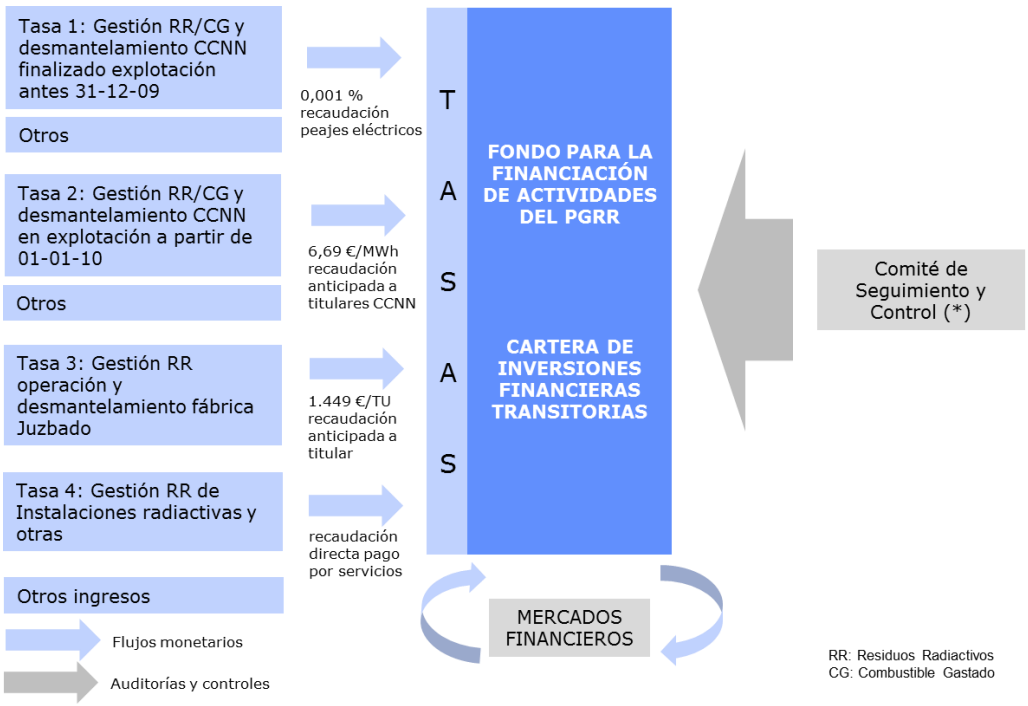
Financiación de las actividades previstas en el PGRR

Las actividades que desarrolla ENRESA se financian a través del denominado "Fondo para la financiación de las actividades del PGRR".

En el Fondo se ingresan las cantidades recaudadas mediante las 4 tasas establecidas en la Disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico (modificada en la 11/2009 por la que se regulan las Sociedades Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario), así como los rendimientos de las inversiones transitorias del Fondo, tal como se refleja en el siguiente gráfico.

[4] En el preámbulo de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, se justifica la imposición de dos nuevos impuestos a los titulares de las centrales nucleares, con el objeto de compensar por determinadas cargas derivadas de la generación nuclear, entre otras, por el alto grado de incertidumbre en la estimación del coste total del desmantelamiento de las centrales nucleares y del coste de la gestión definitiva del combustible gastado, así como por la necesidad de que el Estado lleve a cabo la vigilancia institucional, que en su caso, pueda requerirse tras la clausura de la instalación en que se lleve a cabo dicha gestión. Teniendo en cuenta que la recaudación total anual a través de estos impuestos es del orden de 280M€ y que la producción electronuclear es de unos 56.000 GWh, su impacto es de 5€/MWh, aproximadamente.

Gráfico 1. Vías de ingreso y control del Fondo



(*) Regulado por el R.D. 102/2014, de 21 de febrero, para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos.

El Fondo consta de 4 subfondos con los que financiar las actividades correspondientes a cada una de las tasas. Con el valor de las tasas actuales, los ingresos procedentes de las tasas 1 y 2 relativas a las centrales nucleares, ascienden, aproximadamente, a 150.000 € y 400 M€ anuales respectivamente. A finales de 2016 el subfondo correspondiente a la tasa 1 ascendía a 545 M€ y el correspondiente a la tasa 2 a 4.350 M€.

Los costes futuros se evalúan teniendo en cuenta las estrategias previstas en el PGRR y considerando un periodo que, de acuerdo con las hipótesis actuales, alcanza hasta el año 2089 en que se prevé el inicio de la vigilancia institucional de la instalación de Almacenamiento Geológico Profundo (AGP), donde se almacenará definitivamente el combustible gastado. Aproximadamente, la mitad de dichos costes corresponden a la gestión del combustible gastado y demás residuos de alta actividad y una cuarta parte al desmantelamiento de las centrales nucleares.

La vida útil considerada para las centrales nucleares que se encuentran actualmente en explotación tiene bajo impacto relativo sobre estos costes futuros imputables al subfondo correspondiente a la tasa 2, mientras que este impacto es muy significativo para los ingresos procedentes de dicha tasa al tener lugar, únicamente, durante el periodo en que exista generación nucleoeléctrica. Según las estimaciones de ENRESA, el valor presente de estos costes a partir de 2017, considerando una tasa de descuento del 1,5%, asciende a 8.925 M€ para una hipótesis de vida útil de las centrales de 40 años y a 9.328 M€ para una vida de 50 años, mientras que los ingresos por la tasa se duplican. aproximadamente, para la hipótesis de 50 años.

Por otra parte, dado que el cálculo de los ingresos que se deberán obtener a través de las tasas se basa en la recaudación pendiente, es decir, en la diferencia entre el valor presente de los costes futuros imputables a cada subfondo y el subfondo disponible, el valor de las tasas a aplicar es muy sensible a la tasa de descuento utilizada para calcular el valor presente de los flujos monetarios, debido al desfase temporal entre los ingresos y los gastos.

En la tabla siguiente se refleja el valor de equilibrio entre los ingresos y gastos estimados por ENRESA para la tasa 2, en función de la tasa de descuento y de la vida útil de las centrales nucleares:

Tabla 5. Valor de equilibrio de la tasa 2 (CCNN)

TASA DE DESCUENTO	40 AÑOS (€/MWH)	50 AÑOS (€/MWH)
0,00%	19,83	9,64
0,50%	16,39	8,02
1,00%	13,51	6,63
1,50%	11,09	5,43
2,00%	9,01	4,37

A la vista de lo anterior y teniendo en cuenta que el valor de esta tasa no se ha modificado desde su entrada en vigor en el año 2010, y que durante el periodo transcurrido desde entonces ENRESA, en los análisis efectuados, ha estimado un incremento de los costes futuros (nuevos impuestos que gravan los residuos que se envían a la instalación de El Cabril, actuaciones derivadas del retraso del ATC, etc.) y una reducción de la tasa de descuento debido a la evolución de los mercados financieros, resulta necesaria una revisión del valor de la misma para evitar la generación de déficits y, en consecuencia, poder disponer de los recursos necesarios para hacer frente a las responsabilidades futuras. Como se puede ver en la tabla anterior, su valor actual (6,69€/MWh) resulta insuficiente y, por tanto, da lugar a la generación de un déficit para el escenario de vida de 40 años contemplado en el vigente PGRR.

También se considera procedente la aprobación de un nuevo PGRR, con el fin de actualizar las actuaciones y soluciones técnicas a desarrollar, así como las previsiones económico-financieras correspondientes, dado que el aún vigente fue aprobado en el año 2006.

0peración a largo plazo de las centrales nucleares

Vida de diseño y vida útil de las centrales nucleares

En la instrucción IS-22, de 1 de julio de 2009, del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), sobre requisitos de seguridad para la gestión del envejecimiento y la operación a largo plazo de

centrales nucleares, se señala que en el caso de las centrales nucleares de diseño occidental (básicamente, las norteamericanas y algunas europeas), parte de los análisis que dan soporte a la evaluación de seguridad de la planta se han realizado con la hipótesis de una vida de diseño de 40 años, por ejemplo, aquellos componentes que no pueden ser reemplazados, como la vasija del reactor y el edificio de contención. Por lo que habitualmente se consideran 40 años como vida de diseño de la instalación.

También se indica que el tiempo que transcurre desde la puesta en funcionamiento de un equipo, sistema o componente hasta su retirada de servicio constituye su vida útil y dicha vida útil puede ser mayor que la vida de diseño original, por ejemplo, cuando las condiciones de operación hayan sido menos severas que las supuestas en el diseño

En dicha instrucción se define la "0peracion a largo plazo" de una central nuclear como la "O*peración continuada de la instalación manteniendo un nivel de seguridad aceptable, más allá de la vida de diseño de la instalación, tras realizar una evaluación de seguridad que asegure que se mantienen los requisitos de seguridad aplicables a las estructuras, sistemas y componentes de la misma"*.

Renovación de las autorizaciones de explotación del parque nuclear español

En España, la normativa vigente no fija un límite de vida operativa para las centrales nucleares. Su operación se rige por las autorizaciones de explotación en las que se establece el plazo de vigencia y las condiciones para su renovación, pudiendo renovarse mientras la seguridad de la central esté garantizada.

Es el CSN, como único organismo competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica, quien determina la capacidad técnica de cada instalación para continuar, o no, su operación en condiciones de seguridad.

Inicialmente, estas autorizaciones se renovaban por periodos coincidentes con los ciclos de recarga, posteriormente se extendieron a 2 años y, en 1995, el CSN decidió modificar el régimen de concesión de autorizaciones, estableciéndose un sistema denominado Revisión Periódica de Seguridad, que se lleva a cabo cada 10 años y se hace coincidir con el plazo de renovación de la autorización de explotación.

Modelos internacionales de operación a largo plazo

Existen, básicamente, dos modelos de concesión de autorizaciones de explotación:

- El seguido por EEUU, en el que se concede la autorización inicial por un tiempo definido (40 años), permitiendo alargar la explotación 20 años más, de una sola vez, hasta un total de 60 años, y sin descartar nuevas autorizaciones.
- El que no prejuzga la vida operativa límite, que es el contemplado fundamentalmente en los países europeos (Francia, Reino Unido, Suiza o España), y las autorizaciones se van alargando por periodos de 10 años, sin límite previamente establecido.

En ambos modelos, la operación a largo plazo de la instalación, es decir, más allá de la vida de diseño, exige la realización de estudios técnicos similares que justifiquen la operación segura durante el periodo de validez de la autorización[5].

La industria nuclear

Como se ha indicado anteriormente, la moratoria nuclear a comienzos de los ochenta obligó a la industria del sector nuclear español a adaptarse al nuevo contexto. Resultaba prioritario preservar, al menos, las capacidades necesarias para atender en el futuro las necesidades que demandase el parque nuclear nacional, una vez concluyese la construcción de los últimos proyectos.

Sin embargo, esta actividad no resultaba suficiente para su sostenimiento, lo que obligó a las empresas a buscar la internacionalización. El esfuerzo desarrollado desde entonces les ha permitido estar presente en los mercados internacionales compitiendo con las empresas líderes del sector. Ello se ha visto facilitado por la permanente actualización de los conocimientos, de acuerdo con la evolución del entorno tecnológico, a pesar de las dificultades derivadas de la ausencia de proyectos nacionales.

En la actualidad cubren las distintas actividades que van desde el diseño y construcción de centrales, suministro de equipos y componentes, fabricación de combustible y prestación de servicios, hasta la gestión de residuos y desmantelamiento, exportando tecnología, productos y servicios a más de 40 países.

Según el estudio realizado por PricewaterhouseCoopers (PwC) sobre el impacto socioeconómico de la industria nuclear en España[6], durante el ejercicio 2013 su contribución directa al PIB total nacional fue del 0,19%. Generó un empleo directo de 8.472 personas, mientras que el impacto indirecto generado fue de 15.125 empleos y el inducido de 3.868.

Dado que se trata de un sector con un elevado nivel tecnológico, fruto de la experiencia y conocimientos adquiridos durante más de cincuenta años, se considera que cualquier decisión que pudiera adoptarse en relación con el parque nuclear debería ir acompañada de un análisis sobre el impacto que tendría para la industria nuclear, con el objeto de tratar de preservar, al menos, las capacidades básicas con las que resulte conveniente seguir contando en el futuro.

5 De acuerdo con lo establecido en los Convenios de París y de Bruselas, ratificados por España, las cantidades a compensar en caso de accidente nuclear constan de tres tramos: un primer tramo de 700M€ a cargo del explotador de la instalación responsable del accidente, un segundo tramo entre 700 y 1200M€ a cargo del explotador o del Estado según se establezca en la legislación nacional y un tercer tramo entre 1200 y 1500 M€ que se sufragaría, en caso de ser necesario, con fondos aportados por los Estados Parte del Convenio de Bruselas de forma proporcional al PIB y a su potencia nuclear instalada. En el caso español, de acuerdo con lo establecido en la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por residuos radiactivos, la responsabilidad del explotador alcanza, en el caso de las centrales nucleares, hasta los 1200M€.

6 Disponible en: https://www.foronuclear.org/es/publicaciones-y-documentacion/publicaciones/tecnicas

Contribución a la garantía de suministro eléctrico.

La contribución de los generadores nucleares al funcionamiento seguro del sistema eléctrico es de gran relevancia dado su tamaño y ubicación en nudos importantes del mismo. Así, considerando su alto índice de disponibilidad, su aportación de inercia, capacidad de regular la tensión y la frecuencia, y en caso necesario, también para reducir su potencia, los convierte en instrumentos muy valiosos para la garantía de suministro. Adicionalmente, por su proximidad eléctrica a las conexiones con Francia y Portugal, su presencia tiene incidencia en las capacidades netas de intercambio (NTC) con estos países.

3. ENERGÍA NUCLEAR EN EL MUNDO

A 31 de diciembre de 2016, había en el mundo 448 reactores en situación de operar en 31 países. La producción nuclear representó, aproximadamente, el 11,5% de la electricidad total generada. Otros 61 reactores se encontraban en construcción, de los cuales, un tercio en China.

En la Unión Europea los 129 reactores en operación en 14 países produjeron, aproximadamente, el 27,1% del total de la electricidad generada en la UE. Cuatro reactores se encontraban en construcción en Eslovaquia, Finlandia y Francia y había proyectos en proceso de concesión de licencia en Reino Unido, Finlandia y Hungría.

Tabla 6. Reactores nucleares en el mundo

País	Reactores en operación	Reactores en construcción	Electricidad de origen nuclear (%)
Alemania	8	-	13,1
Argentina	3	1	5,6
Armenia	1	-	31,4
Bélgica	7	-	51,7
Bielorrusia	-	2	-
Brasil	2	1	2,9
Bulgaria	2	-	35,0
Canadá	19	-	15,6
China	36	21	3,6
Corea del Sur	25	3	30,3
E.A.U.	-	4	-
Eslovaquia	4	2	54,1

País	Reactores en operación	Reactores en construcción	Electricidad de origen nuclear (%)
Eslovenia	1	-	35,2
España	7	-	21,4
E.E.U.U.	99	4	19,7
Finlandia	4	1	33,7
Francia	58	1	72,3
Hungría	4	-	51,3
India	22	5	3,4
Irán	1	-	2,1
Japón	42	2	2,2
México	2	-	6,2
Países Bajos	1	-	3,4
Pakistán	4	3	4,4
Reino Unido	15	-	20,4
República Checa	6	-	29,4
Rumanía	2	-	17,1
Rusia	35	7	17,1
Sudáfrica	2	-	6,6
Suecia	10	-	40,0
Suiza	5	-	34,4
Taiwán	6	2	13,7
Ucrania	15	2	52,3
TOTAL	**448**	**61**	

Fuente: Nuclear Power Reactors in the World, Reference Data Series Nº 2, 2017 Edition. OIEA

Más del 60% de los reactores en funcionamiento en el mundo superan los 30 años y alrededor del 15% ha superado los 40 años.[7] En consecuencia, aunque algunos seguirán funcionando por más tiempo, muchos serán retirados en los próximos 20 años.

7 Se puede ver en la figura A-2" Distribución de reactores de potencia en funcionamiento según su antigüedad a 31-12-2016", de la publicación Examen de la tecnología nuclear de 2017 del OIEA.

A 31 de diciembre de 2016, en el mundo había algo más de un centenar de reactores a los que los organismos reguladores habían concedido autorización para operar más allá de 40 años, aproximadamente, el 70% en Estados Unidos[8].

Según el Programa Indicativo Nuclear de la Comisión Europea (COM (2017) 237 final), está previsto que el número de países que cuenten con reactores nucleares y la capacidad nuclear a escala mundial aumente de aquí a 2040. La capacidad instalada solo en China se estima que se incrementará en 125GWe, un valor superior a la capacidad actual de la UE (120GWe), Estados Unidos (104GWe) y Rusia (25GWe).

En cuanto a la UE, la Comisión Europea prevé un declive de la generación nuclear hasta 2025, habida cuenta de la decisión de algunos Estados miembros de eliminar gradualmente la energía nuclear como Alemania, o de reducir su participación en el mix energético como Francia de acuerdo con su nueva regulación en materia de transición energética. Esta tendencia se invertirá en el 2030 en que está prevista la conexión a la red de nuevos reactores y la continuación de las ampliaciones de vida útil de otros. La capacidad nuclear debería aumentar ligeramente y mantenerse estable, entre 95 y 105GWe, de aquí al año 2050.

Dado que la demanda de electricidad se espera que aumente durante el mismo periodo, la cuota de electricidad en la UE disminuirá en relación a su nivel actual, pasando del 27,1% a, aproximadamente, un 20%.

8 Se relacionan las centrales en los cuadros 3.14 y 3.15 “Centrales con autorización para la continuidad de su operación” de la publicación Energía 2017, del Foro de la industria española.

2. PROPUESTAS PARA MEJORAR LAS SEÑALES DE PRECIOS EN LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

2.1. PRINCIPIOS A APLICAR PARA UNA FISCALIDAD EFICIENTE SOBRE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

La tributación a la que están sometidos los productos energéticos, así como el conjunto de actividades conducentes a ofrecer estos productos es sumamente compleja. Los tributos son instrumentos cuya finalidad primordial es contribuir al sostenimiento de los gastos públicos, aunque también pueden ser medios para conseguir otras finalidades de política económica general y el cumplimiento de objetivos de carácter social. Por tal motivo se ha considerado apropiado realizar una serie de propuestas que puedan servir de instrumento a fin de lograr el cumplimiento de los objetivos planteados en los escenarios de este informe.

En este contexto, esta Comisión propone avanzar de un modo decidido hacia una reforma fiscal ambiental en el ámbito energético porque dicha reforma puede jugar un papel fundamental en el proceso de descarbonización de la economía y de mejora de la calidad del aire, colaborando a la introducción de energías renovables a través de su electrificación.

El eje vertebrador de esa reforma debe ser la internalización de los costes medioambientales asociados a cada producto energético, lo que incrementa el bienestar social porque hace que los agentes económicos paguen por el daño ambiental que generan con sus decisiones de consumo y de producción. La creación de nuevos tributos que tengan una finalidad de política económica y social en su vertiente medioambiental ha de ir acompañada de la desaparición de algunos de los impuestos sobre la energía actualmente existentes porque alteran los precios relativos de productos que son sustitutivos y afectan a las decisiones de consumo y producción, dando lugar a una pérdida de bienestar. De esta forma se puede conseguir una mejora ambiental, al mismo tiempo que se logra una asignación más eficiente de los recursos económicos, sin que ello suponga un incremento en la presión fiscal, ni una reducción en los servicios prestados por la Administración. Se trata, en definitiva, de alinear la estructura fiscal con el objetivo perseguido de descarbonización, pero hacerlo de modo compatible con la sostenibilidad económica y financiera del sistema energético y con las principales tendencias globales de lucha contra el cambio climático.

Una amplia reforma fiscal con objetivos medioambientales, como la que se propone, debería encuadrarse en una reforma más amplia que aportara una mayor coherencia al conjunto de figuras tributarias que conforman el sistema fiscal español. Este planteamiento escapa de los objetivos de este informe, por lo que no se abordan otros debates y medidas relevantes como la posible reducción del tipo impositivo del IVA sobre la energía como bien esencial, o la acción sobre otros tributos medioambientales diferentes a los analizados (tratamiento de aguas, residuos, etc.).

2.1.1. MARCO CONCEPTUAL DE UNA REFORMA FISCAL MEDIOAMBIENTAL: LA INTERNALIZACIÓN DE LOS COSTES MEDIOAMBIENTALES INCREMENTA EL BIENESTAR SOCIAL

En presencia de tributos que no internalizan adecuadamente los daños medioambientales, si un operador puede escoger entre diferentes procesos productivos con distintos impactos, o un consumidor puede escoger entre distintas opciones de consumo, escogerá aquél o aquélla que le suponga el mayor beneficio monetario sin tener en cuenta el daño que su decisión supone para otras empresas o personas. Si dicho operador o consumidor tuviera que compensar a las empresas o personas afectadas, probablemente escogería un proceso productivo u opción de consumo diferente. En la terminología económica se dice que existe una "externalidad", ya que se trata de un daño cuyos efectos se producen fuera del ámbito del operador que toma la decisión, de modo que éste no los tiene en cuenta en su toma de decisiones.

Las externalidades son fallos en el funcionamiento de los mercados cuando los costes privados soportados por las empresas o consumidores que contaminan no coinciden con los costes que soporta la sociedad (entre los que se encuentra el daño ambiental). Y el resultado es que los operadores harán un uso excesivo de los procesos productivos contaminantes, y los consumidores demandarán una cantidad excesiva de productos contaminantes.

El consumo de energía es un caso particular. Como señala la International Renewable Energy Agency (IRENA) en su informe titulado *The true cost of fossil fuels: saving on the externalities of air pollution and climate change*), las emisiones de contaminantes asociadas al consumo de energía a partir de combustibles fósiles son un ejemplo de externalidad negativa, ya que el precio del mercado no refleja los costes ambientales asociados a la utilización de estos productos.

Existen varias alternativas para internalizar las externalidades, es decir, para que los agentes económicos las incorporen en sus procesos de decisión. En todos los casos, hay que obligar a los agentes económicos a pagar por el daño ambiental causado. De este modo, dichos agentes únicamente ocasionarán emisiones si el beneficio derivado de las mismas es mayor que el daño producido (lo cual es socialmente óptimo, ya que el daño de las emisiones contaminantes se ve más que compensado por el valor creado por la producción o el consumo).

Este pago puede articularse de dos formas:

- definiendo una cantidad máxima de contaminación permisible, que se divide en "derechos de contaminación" negociables de modo que el precio de las emisiones aflora como resultado de las ofertas de compra y venta de los derechos de contaminación, o
- estableciendo un "impuesto medioambiental" igual al perjuicio ocasionado por las emisiones contaminantes.

Un ejemplo del primer caso es el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en funcionamiento en la UE desde el año 2005 (y conocido como EU Emissions Trading System, ETS). Estos mercados, si están bien diseñados, logran el objetivo de emisiones previsto a un coste mínimo. Su principal inconveniente es que el precio de las emisiones puede ser muy volátil; y si el objetivo de emisiones se sitúa en niveles poco

ambiciosos, el precio puede ser muy bajo, sobre todo para dar señales a largo plazo. Además, su utilización para emisiones difusas es más compleja (aunque no imposible).

El método alternativo es la utilización de tributos para internalizar efectos ambientales, que a su vez presentan como inconveniente la dificultad de fijar el tipo impositivo correspondiente al daño ambiental causado, o al nivel de contaminación deseado.

En cualquier caso, y con cualquiera de las dos medidas, cuando se internaliza el coste ambiental en el comportamiento de los agentes, el beneficio social aumenta, ya que se reduce el coste externo del daño causado por los agentes, en mayor medida que se reduce su beneficio privado.

La conclusión es que, si la recaudación de los tributos medioambientales se destina a reducir tributos que gravan los mismos productos, pero que no internalizan adecuadamente los daños, se podrá lograr un incremento del bienestar global.

2.1.2. CONTEXTO DE LA REFORMA FISCAL ENERGÉTICO-AMBIENTAL EN ESPAÑA

En el sistema fiscal español, el reto de que la tributación energética refleje adecuadamente las externalidades medioambientales tiene aún un largo recorrido por delante. Aunque algunas de las figuras impositivas existentes remiten a la armonización del sistema fiscal con el medio ambiente y la sostenibilidad, la realidad es que en su diseño general no se internalizan adecuadamente los costes ambientales de la energía. En algunos casos, incluso existen varias figuras impositivas que pretenden internalizar de forma simultánea un mismo daño.

El mejor ejemplo es el consumo de un kWh que, en primer lugar, está sometido a un impuesto que grava el uso de carbón y gas natural para su producción (y que se internaliza hora a hora en el precio de la electricidad cuando son éstas las tecnologías marginales). Por el consumo de ese mismo kWh, el generador paga también el impuesto que grava el valor de la generación eléctrica al 7% (que no discrimina daños) y que se internaliza en el precio. A ellos, hay que añadir el impuesto especial que grava el consumo final de electricidad (también sin discriminar daños ambientales por fuentes contaminantes). En definitiva, por el suministro de un mismo kWh un consumidor termina pagando varios impuestos, pero con un tipo efectivo agregado con escasa o nula relación con el daño ambiental real.

Al mismo tiempo, las Comunidades Autónomas han desarrollado sus propios impuestos ambientales[1] gravando hechos imponibles no cubiertos por el Estado[2]. Ello ha podido

[1] Algunos ejemplos son: el Impuesto sobre emisión de gases a la atmósfera, creado por la Ley 18/2003, de 29 de diciembre, de medidas fiscales y administrativas de Andalucía; el Impuesto por emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, creado por la Ley 9/2005, de 29 de diciembre, de Medidas tributarias en materia de tributos cedidos y tributos propios para el año 2006 de la Comunidad Autónoma de Murcia; el Impuesto sobre actividades que inciden sobre el medio ambiente, creado por la Ley 10/2012, de 21 de diciembre, de Medidas Fiscales, de Gestión Administrativa y Financiera, y de Organización de la Generalitat, en la Comunidad Valenciana; o el Impuesto medioambiental sobre la emisión de contaminantes a la atmósfera, creado por el Decreto Legislativo 1/2007, de 18 de septiembre, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Legislación sobre los impuestos medioambientales de la Comunidad Autónoma de Aragón.

[2] En este sentido se expresa el párrafo 43 del informe de la Comisión de Expertos para la revisión del Modelo de Financiación Autonómica de 2017: "*Muchos de los impuestos propios creados hasta la fecha por las CCAA son de naturaleza ambiental o "verde" y gravan determinadas instalaciones o actividades que inciden*

afectar a la competitividad relativa de las instalaciones de generación situadas en las diferentes Comunidades e impactar sobre todos los consumidores de electricidad de todo el territorio español, sin afectar únicamente a los de la propia Comunidad Autónoma que recauda el impuesto por efecto de la política de precios nacionales uniformes para la electricidad.

En la medida en que las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera tienen efectos sobre el conjunto del territorio nacional[3], es conveniente armonizar este tipo de fiscalidad en todo el territorio español, siempre respetando el reparto de competencias entre las Administraciones Públicas y buscando reforzar la eficiencia y coordinación de sus decisiones.

Estas mismas conclusiones son coherentes, en su conjunto, con las planteadas por distintos organismos internacionales, que se describen en la siguiente sección, y por informes realizados en España por diversos expertos. Entre ellos, destacan:

- El Informe de la Comisión de Expertos para la Reforma del Sistema Tributario Español. Febrero de 2014. (Informe Lagares) [4]. En este Informe:
    - Se destaca el bajo peso de los impuestos ambientales en España: "*Por último, el peso de los impuestos ambientales es uno de los más bajos de la Unión Europea, pues apenas recaudaron el 1,6% del PIB en 2011 frente al 2,6% en UE-27 en 2011. La explicación es múltiple: España no tiene un impuesto sobre las emisiones de carbono como tal* […]." (Pág. 56).
    - Se propone una reforma fiscal completa en el sector de la energía: "*El núcleo duro de una reforma* […] *-y el que tendría verdadero impacto ambiental por modificación de conductas e impacto recaudatorio- ha de fundamentarse en una modificación profunda de la fiscalidad sobre la energía, que fije las bases imponibles a partir de las emisiones potenciales de dióxido de carbono y del contenido energético de los correspondientes productos, estableciendo además una tributación lo más uniforme posible entre productos a igualdad de emisiones de CO_2 y capacidad energética y garantizando la neutralidad del sistema fiscal en la elección por los consumidores de las fuentes de energía que deseen utilizar.*" (Pág. 318).
    - Se destaca la descoordinación en los tributos de las CCAA y el hecho de que muchos de sus impuestos ambientales no lo son realmente: "[…] *Más aún, este vacío legal está siendo cubierto de forma descoordinada e idiosincrática por entidades locales y Comunidades Autónomas que, necesitadas de aumentar su base tributaria para reducir sus niveles de déficit y deuda, han*

negativamente sobre el medio ambiente a través de emisiones y vertidos. La razón es que la Administración central española ha demostrado hasta el momento poco interés por la fiscalidad ambiental, lo que ha permitido a las Comunidades Autónomas encontrar hechos imponibles no gravados por el Estado con relativa facilidad."

3 El alcance espacial de los daños ambientales en la atmósfera es muy heterogéneo. Los gases de efecto invernadero (básicamente, CO_2 y metano) tienen un efecto nocivo global a través del calentamiento del Planeta. Otros gases contaminantes (como SO_2 y NO_x) tiene efectos directos sobre la salud y, en consecuencia, afectan con mayor intensidad en función de la cercanía a la fuente de emisión.

4 Disponible en: [http://www.minhafp.gob.es/es-ES/prensa/en%20portada/2014/Paginas/20140313_CE.aspx]

emprendido una carrera en la definición de nuevos hechos imponibles que amenaza con erosionar seriamente la unidad de mercado." (Págs. 56-57).

- Se afirma que "[…] *la estructura territorial del Estado español ha dado lugar a una gran variedad de tributos medioambientales de ámbito autonómico: sobre las aguas, la atmósfera, las instalaciones energéticas, las grandes superficies, los residuos, el turismo y hasta sobre el impacto paisajístico. Muchos de ellos resultan inadecuados para conseguir fines medioambientales -es decir, para modificar conductas dañinas para el medio ambiente a través de la internalización de costes- y presentan una mínima capacidad recaudatoria para las Comunidades Autónomas, al tiempo que resultan muy gravosos para los escasos sujetos pasivos afectados. Además, la falta de armonización o de una mínima coordinación incrementa los costes indirectos para los contribuyentes, dificulta la aplicación de las normas y constituye una importante barrera de entrada adicional para posibles empresas de nueva creación que pretendan desarrollar las actividades gravadas.*" (Págs. 317-318).
- Se afirma que "[…] *auténticos tributos medioambientales que, siendo teóricamente adecuados, resultan ineficientes por la gran dispersión normativa. En esta categoría se encuentran los impuestos sobre emisiones atmosféricas distintas del CO_2, los cánones de vertidos y los impuestos sobre residuos. Estos impuestos deberían extenderse a todo el territorio nacional con una regulación mínimamente armonizada, que respetara las peculiaridades de cada Comunidad Autónoma. Por ello se propone la creación de impuestos estatales totalmente cedidos a las Comunidades Autónomas* […]." (Pág. 344).
- Se afirma que "*En la imposición sobre hidrocarburos deberían adoptarse las siguientes medidas: a) Diversificar el impuesto en un gravamen sobre la energía y otro sobre el dióxido de carbono de acuerdo con los criterios de la Propuesta de Directiva sobre la Fiscalidad Energética de la Unión Europea. b) Equiparar el tipo del gasóleo al tipo de la gasolina en el período que se estime adecuado por el Gobierno* […]" (Pág. 323).
- Se afirma que "*Debería suprimirse el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica* […]." (Pág. 326).
- Se afirma que "*Debería considerarse el establecimiento de tasas por el uso de las infraestructuras de transporte* […]." (Pág. 335).
- Se afirma que "*Debería crearse un impuesto estatal sobre emisiones atmosféricas distintas del dióxido de carbono. Dicho impuesto se cedería a las Comunidades Autónomas con competencias normativas (dentro de un máximo y un mínimo fijado por la ley del Estado), de gestión y sobre el importe de la recaudación.*" (Pág. 348).

- El Informe de la Comisión de Expertos para la revisión del Modelo de Financiación Autonómica[5]. Julio de 2017.
  Donde se afirma: *"Muchos de los impuestos propios creados hasta la fecha por las CCAA son de naturaleza ambiental o "verde" y gravan determinadas instalaciones o*

[5] Disponible en: [http://www.minhafp.gob.es/Documentacion/Publico/CDI/Sist%20Financiacion%20y%20Deuda/InformaciónCCAA/Informe_final_Comisión_Reforma_SFA.pdf]

actividades que inciden negativamente sobre el medio ambiente a través de emisiones y vertidos. La razón es que la Administración central española ha demostrado hasta el momento poco interés por la fiscalidad ambiental, lo que ha permitido a las Comunidades Autónomas encontrar hechos imponibles no gravados por el Estado con relativa facilidad. Sin embargo, esta situación podría cambiar en el futuro inmediato, en parte por la presión de la Unión Europea para establecer ciertos tributos ambientales y, en parte, por la creciente conciencia sobre la importancia de los problemas de esta índole y por la necesidad de financiar los compromisos adquiridos por nuestro país en relación con la lucha contra el cambio climático. En consecuencia, parecería prudente anticiparse al previsible conflicto entre tributos propios autonómicos y nuevos tributos estatales y reordenar este ámbito fiscal. Una posible forma de hacerlo sería a través de una ley marco de fiscalidad ambiental que atribuyera las distintas figuras impositivas o los hechos imponibles relevantes a los diferentes niveles de gobierno teniendo en cuenta el alcance espacial de los hechos gravables." (Pág. 59).

En definitiva, se puede concluir que el sistema tributario actual, en el sector energético, adolece de problemas de consistencia (cálculo inadecuado de las externalidades), de uso de varias figuras tributarias simultáneamente para internalizar el mismo daño ambiental, y de falta de uniformidad (en unas CCAA se grava un determinado hecho imponible y en otras no, a pesar de que los efectos no son locales), con la consiguiente asignación ineficiente de los recursos y los correspondientes efectos negativos sobre el bienestar general.

2.1.3. RECOMENDACIONES DE ORGANISMOS INTERNACIONALES

Son varios los organismos internacionales que han recomendado la aprobación de una agenda de reformas sobre fiscalidad medioambiental en España. En especial, hay que destacar:

a) El último informe-país de la OCDE sobre el medio ambiente[6] en 2015

Donde:

- Se destaca la baja fiscalidad medioambiental que existe en España*: "*[…] *los ingresos procedentes de impuestos medioambientales*[7] [en España], *en porcentaje del PIB, han decrecido en términos reales desde el año 2000, alcanzando un 1,62% en 2012.* […] *Los impuestos medioambientales en España, en porcentaje del PIB, son los más bajos comparados con la media europea EU27 (2,4%)."* (Página 83). *"Como porcentaje del PIB, los impuestos sobre la energía*[8] [en España] *eran los más bajos entre los países de*

[6] OECD Environmental Performance Reviews. Spain. 2015. [http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/environment/oecd-environmental-performance-reviews-spain-2015_9789264226883-en#page97].

[7] Teniendo en cuenta que la OCDE en su informe considera impuestos medioambientales algunos que es discutible que en efecto lo sean, como el impuesto de hidrocarburos, el impuesto especial de electricidad, o el impuesto de matriculación.

[8] Aunque, debe tenerse en cuenta que, para la OCDE, la recaudación de los cargos que acompañan a los peajes de acceso eléctricos no computan como impuestos, al igual que las obligaciones de mezcla de los

la UE, en 2011, con un valor de 1,3%." (Pág. 84). "*Los impuestos sobre gasolina y gasóleo permanecen relativamente bajos en España, comparados con los países vecinos, Francia y Portugal.*" (Pág. 84).

- Se critica que los nuevos impuestos ambientales graven el volumen de energía consumido y no su contenido en CO_2: "*A finales de 2012, se aprobaron medidas que ampliaron significativamente la base de la imposición sobre la energía. Ello incluye impuestos a los combustibles utilizados en la generación de electricidad, así como al consumo de gas natural para uso industrial y calefacción.* […] *Sin embargo, estos nuevos impuestos, así como el impuesto ya existente al consumo de carbón, gravan el volumen de energía consumido, sin tener en cuenta su contenido en carbono.*" (Pág. 84).
- Se critica la baja fiscalidad existente en España sobre el gasóleo comparada con la de la gasolina: "*Durante mucho tiempo, España ha aplicado tipos impositivos bajos al gasóleo, dando lugar a un precio al consumidor* [después de impuestos] *inferior al de la gasolina a pesar de que el precio del gasóleo antes de impuestos es superior, en media, desde la mitad de la primera década de este siglo. Hay razones para re-examinar esta política: el mayor contenido en carbono del gasóleo, motivos relacionados con la contaminación del aire a nivel local debido a las emisiones de partículas y óxidos de nitrógeno, especialmente en vehículos antiguos (el 43% de los vehículos de pasajeros y el 48% de los camiones tenían más de 10 años en 2012); y la evidencia de que los vehículos de gasóleo emiten óxidos de nitrógeno (NO_x) a niveles superiores a los sugeridos en pruebas estándar (Weiss et al., 2012; Anfac, 2013; Harding, 2014).*" (Págs. 85-86).
- Se critica la falta de coordinación existente en la fiscalidad aprobada por las CCAA en materia de emisiones contaminantes: "*Seis regiones también han puesto en funcionamiento impuestos específicos sobre diferentes combinaciones de emisiones, básicamente dióxido de azufre (SO_2) y dióxido de nitrógeno (NO_2) por encima de un determinado umbral que cambia según la región.*" (Página 90). "*Los gobiernos regionales también han creado sus propios impuestos a la generación de electricidad. […] La mayor parte de ellos se aplica desde 2004 coincidiendo con los problemas de ajuste presupuestario; la mayor parte de ellos se utiliza para incrementar la recaudación, con escaso o desconocido impacto ambiental.*" (Pág. 88).
- Se recomienda una estrategia orientada específicamente a reducir las emisiones contaminantes en los sectores no-ETS: "*Reducir las emisiones por el uso de vehículos ha de ser un objetivo medioambiental importante en España, dados los retos de las congestiones de tráfico, el de la contaminación del aire (especialmente, partículas y NO_x) y las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de este sector.*" […] "*Una política orientada al uso de combustibles fósiles en los sectores no ETS es importante para el éxito de la lucha contra el cambio climático en España, y contra la contaminación del aire: en 2010, la contaminación del aire causó 15.000 muertes prematuras en España, con un coste social de 45.000 M€. Incrementar la fiscalidad sobre el gasóleo es, por tanto, una propuesta bienvenida para abordar tanto el problema de los gases de efecto invernadero como el de las emisiones contaminantes*

biocarburantes o la obligación de financiar el Fondo de Eficiencia Energética. Tampoco computan los impuestos especiales y el IVA que se giran sobre dichos cargos y obligaciones.

procedentes del transporte. Impuestos sobre el uso de otros combustibles, como en calefacción, también deberían ser examinados. Adicionalmente, la imposición sobre los productos energéticos debería revisarse para asegurar, por ejemplo, que los niveles impositivos sobre el gas natural y el carbón reflejan sus respectivas contribuciones a las emisiones de CO_2 y otros contaminantes a la atmósfera." (Pág. 94).

- Se critica la existencia de exenciones y deducciones en la fiscalidad ambiental: "*La efectividad de la fiscalidad ambiental hasta la fecha [en España] se ha debilitado por el uso de exenciones y deducciones, especialmente en los impuestos que gravan los combustibles en el sector del transporte.*" (Pág. 95).
- Se critica el actual impuesto a las ventas de electricidad que pagan las instalaciones de generación: "*También preocupa que el reciente impuesto sobre el valor de las ventas de electricidad, repercutido a los precios finales por parte de los generadores, puede conducir en la práctica a una doble imposición a nivel del consumidor, al tiempo que afecta negativamente a las instalaciones de generación bajas en carbono*". (Pág. 95).

b) El último informe económico de la OCDE sobre España[9] en 2017

En definitiva, la OCDE recomienda (Pág. 80): "*Extender y refinar el uso de impuestos medioambientales, en el marco de una reforma fiscal global;* [...]". Y, en este sentido, considera que el Informe Lagares constituye un buen punto de partida.

Donde se afirma (Págs. 32-33): "*España cuenta con un margen de actuación considerable para conseguir que su sistema tributario resulte más respetuoso con el medio ambiente, ya que los ingresos por impuestos ambientales en proporción al PIB son bajos en comparación con la mayoría de países de la OCDE (Figura 15). Hay margen para elevar los impuestos sobre los combustibles para el transporte por carretera, los cuales se encuentran por debajo del promedio de la OCDE. Asimismo, la tributación por cada litro de diésel es menor que la que se aplica a la gasolina, lo cual anima a los consumidores a comprar vehículos diésel, a pesar de que generan más emisiones de CO_2 por litro que los de gasolina, y emiten más agentes contaminantes del aire por kilómetro que resultan perjudiciales para la salud. El Gobierno debería incrementar la tributación del litro de diésel hasta niveles cuando menos equivalentes a los del litro de gasolina, y debería elevar aún más el precio del diésel si las diferencias en los costes de contaminación local no están reflejadas en el precio de los combustibles.*"

c) Las últimas recomendaciones del Consejo Europeo sobre el Programa Nacional de Reformas[10] en España

Donde se afirma (considerando nº10, páginas 5 y 6): "*Del mismo modo, en España, los*

9 OCDE (2017), Estudios Económicos de la OCDE – España, marzo 2017, Visión General. [http://www.oecd.org/eco/surveys/Spain-2017-OECD-economic-survey-overview-spanish.pdf].

10 Recomendación del Consejo relativa al Programa Nacional de Reformas de 2017 de España y por la que se emite un dictamen del Consejo sobre el Programa de Estabilidad de 2017 de España, COM (2017) 508 final, 22 de mayo 2017. [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/2017-european-semester-country-specific-recommendations-commission-recommendations - spain-es.pdf].

ingresos procedentes de los impuestos medioambientales se sitúan entre los más bajos de la UE, a pesar de algunas medidas adoptadas en los últimos años, principalmente en el sector de la energía. La imposición de tributos sobre la contaminación y la utilización de los recursos puede generar mayores ingresos y aportar importantes beneficios sociales y medioambientales. Además, existe una dispersión normativa que tiene como consecuencia la adopción de un enfoque heterogéneo en relación con determinados impuestos a nivel autonómico."

d) **El Informe del FMI sobre principios que han de inspirar una reforma fiscal medioambiental**[11]

Donde se afirma (página 1, en el resumen del informe): "*Este documento recomienda un sistema de impuestos que graven inicialmente los combustibles fósiles, combinado con devoluciones posteriores para la captura de emisiones, al objeto de reducir las emisiones de CO_2 y la contaminación local. Los impuestos sobre los combustibles de los vehículos a motor también deben tener en cuenta los atascos y otras externalidades asociadas con el uso de los mismos, al menos hasta que se introduzcan de forma generalizada los impuestos basados en el kilometraje."* [...]. *"Esto incluye la armonización de los impuestos sobre el contenido de materias contaminantes para los diferentes combustibles y usuarios finales, un mejor alineamiento de los tipos impositivos con valores para las distintas externalidades, y la reducción de los impuestos sobre la propiedad del vehículo y el uso de electricidad que son redundantes (por motivos medioambientales) ante la existencia de otros impuestos más específicos*".

2.1.4. REFLEXIONES SOBRE UNA POSIBLE REFORMA FISCAL MEDIOAMBIENTAL EN ESPAÑA

Es posible abordar una reforma de la fiscalidad ambiental de los productos energéticos en España que mejore las señales de precios que llegan a los consumidores y contribuya a la lucha contra el cambio climático. Consiste en sustituir algunos de los actuales tributos que gravan la energía por otros tales que los agentes internalicen adecuadamente los daños ambientales generados por sus decisiones de producción y consumo de cada producto.

Para facilitar la viabilidad de la reforma, ésta puede diseñarse considerando la existencia de algunas restricciones; específicamente:

i) Que se evite la deslocalización geográfica de las industrias sometidas a competencia a escala internacional y que se mitigue el impacto sobre determinados colectivos de usuarios sensibles (como agricultores o profesionales del transporte que utilicen gasóleo A).

ii) Que no suponga una pérdida de recaudación para las Administraciones Públicas con respecto a su situación actual, respetando el marco competencial previsto en la normativa vigente.

11 Ian W.H. Parry ; John Norregaard ; Dirk Heine (2012), Environmental Tax Reform: Principles from Theory and Practice to Date, IMF, Working Paper No. 12/180, 2012. [https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2016/12/31/Environmental-Tax-Reform-Principles-from-Theory-and-Practice-to-Date-26049].

iii) Que no dé lugar a un incremento de la presión fiscal[12]; es decir, que no suponga un incremento de la detracción de recursos del sector privado al público por encima de los niveles actuales.

Evidentemente, la consideración o no de esas restricciones es una opción de política económica que excede del ámbito de esta Comisión. Así, por ejemplo, el Gobierno podría combinar la reforma fiscal medioambiental con un aumento de la presión fiscal global en el ámbito de la energía. Esta Comisión tiene como mandato proponer soluciones que respeten los principios de sostenibilidad económica y financiera del sistema energético, evaluando en todo caso el impacto sobre la competitividad. Por ello las simulaciones se hacen sobre el escenario más restrictivo en el que se consideran esas tres restricciones.

La tarea de abordar una propuesta concreta de reforma fiscal con estas características es compleja. Además, la introducción de las mencionadas restricciones afecta claramente al desempeño en términos de bienestar de la reforma fiscal, que debería ser evaluado cuidadosamente. En este informe, nos limitaremos a describir los principios que han de inspirar la reforma y a apuntar líneas de trabajo para su desarrollo. En este sentido, se incluirán los resultados de algunas simulaciones a efectos ilustrativos.

A continuación, se analizan los principios que han de inspirar una reforma fiscal eficiente en materia medioambiental.

2.1.5. PRINCIPIOS PARA UNA REFORMA FISCAL ENERGÉTICO-AMBIENTAL EFICIENTE

Principio 1. Sustitución de los actuales impuestos que gravan la energía por impuestos que internalicen daños ambientales

Una reforma fiscal eficiente en materia energética ha de sustituir los actuales impuestos sobre la energía por nuevos impuestos que graven el impacto ambiental asociado a la generación y consumo de energía a través de las emisiones de CO_2 y el resto de contaminantes a la atmósfera (SO_2, NO_x, partículas, etc.)[13].

Respecto a los tributos actualmente aplicados en el sector energético, es preciso señalar que la modificación de los precios relativos que inducen afecta a la elección entre fuentes energéticas, o entre producción nacional o importaciones de energía. La reforma debería eliminar los impuestos especiales al consumo de electricidad, carbón, gas natural e hidrocarburos y el impuesto del 7% que grava los ingresos de la generación de electricidad.

12 A los efectos de este informe, el concepto de *presión fiscal* incluye también la detracción de recursos desde el sector privado al público para financiar otros costes relacionados con el sector energético (como los cargos de la tarifa eléctrica que financian los sobrecostes de las energías renovables o de la generación no peninsular, o el sobrecoste que supone la mezcla de biocombustibles, o el déficit en los sectores de electricidad y gas natural). Estas figuras no son impuestos, pero suponen una detracción de recursos asimilable a un impuesto con el que se financia una transferencia.

13 También deberían gravarse otros daños externos no derivados de las emisiones de la combustión energética, como daños visuales, ruido, etc. Sin embargo, la valoración de estos daños es muy subjetiva, por lo que se propone no abordarlos en una primera reforma. Por otro lado, estos impactos tienen efectos generalmente locales y por tanto podrían situarse dentro de la competencia de las Comunidades Autónomas.

Los impuestos autonómicos ambientales, en la medida en que gravan impactos ambientales que van más allá del ámbito autonómico, crean también distorsiones en la asignación eficiente de recursos económicos y ambientales. En otras ocasiones, los impuestos autonómicos ni siguiera gravan realmente el impacto ambiental, causando pues únicamente una distorsión en la asignación de recursos económicos[14].

En cuanto a los nuevos impuestos ambientales, para que sean eficientes, deberán utilizar tipos impositivos que reflejen adecuadamente el coste ambiental incurrido, para lo que se pueden utilizar las numerosas referencias internacionales disponibles.

a) **Respecto al nuevo impuesto que grave las emisiones de CO_2**, los sujetos pasivos deberían ser las instalaciones de generación de electricidad emisoras (que lo internalizarán en sus ofertas al mercado), así como los consumidores finales de carbón, gas natural y derivados del petróleo para usos industrial, residencial y de transporte.

   La aplicación de este impuesto también deberá hacerse extensiva a la generación en los territorios no peninsulares; ello permitirá ordenar adecuadamente el mérito en estos territorios a la hora de establecer el funcionamiento de las diferentes unidades de oferta, sin perjuicio de que –como actividad regulada- el impuesto sea posteriormente reconocido a efectos de fijar su retribución.

   En el caso de los sectores no-ETS (sectores difusos), el tipo impositivo se calcularía directamente a partir del valor del daño aplicado sobre las emisiones unitarias de cada combustible.

   Para los sectores que actualmente están obligados a participar en el mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (como la generación eléctrica, el refino de petróleo o determinados consumos industriales), el tipo impositivo a aplicar debe calcularse de forma que se eviten duplicidades. Por tanto, inicialmente habrán de pagar el mismo tipo impositivo que el resto de sectores económicos; pero, posteriormente, habrán de poderse deducir anualmente la cuantía equivalente a los derechos de emisión adquiridos en el mercado ETS valorados a un precio de referencia que no desincentive una gestión eficiente de dichos derechos por parte de las empresas (por ejemplo, utilizando un precio medio del mercado o una cotización a plazo para el año, etc.).

   Esta Comisión no pretende proponer un precio concreto para las emisiones de CO_2. Sin embargo, sí quiere constatar que los principales estudios elaborados a nivel

14 En relación con esta cuestión, el informe de la Comisión de Expertos para la revisión del Modelo de Financiación Autonómica de 2017 establece que una posible forma de hacerlo sería *"a través de una ley marco de fiscalidad ambiental que atribuyera las distintas figuras impositivas o los hechos imponibles relevantes a los diferentes niveles de gobierno teniendo en cuenta el alcance espacial de los hechos gravables*".

internacional[15] apuntan a que el daño ambiental de las emisiones de CO_2 se sitúa, como mínimo, en 20-30 €/tCO_2[16].

Inicialmente, habría que articular mecanismos de compensación para las industrias expuestas a un riesgo de deslocalización por la competencia internacional. La compensación es necesaria en la medida en que la deslocalización no reduciría las emisiones de CO_2 a la atmósfera y, sin embargo, nuestro país seguiría sufriendo el daño global (el calentamiento del Planeta) además de perder competitividad, tejido productivo y empleo.

Una opción sería que estas industrias quedaran exentas del pago de este impuesto, al menos a corto-medio plazo. El problema de esta opción es que no traslada a las industrias la señal de precio de CO_2, y por tanto, el incentivo a reducir sus emisiones, con lo que la mejora medioambiental es más reducida.

A largo plazo, sería deseable que la UE procediera a armonizar la fiscalidad ambiental a través de un impuesto sobre los productos intensivos en CO_2 (ya sin exenciones a la industria) y se articulara un mecanismo que fuera compatible con los acuerdos de comercio internacionales, y que gravara las emisiones de CO_2 en productos importados. De esa manera, se protegería a la industria nacional en riesgo y se mantendría la señal de reducción de emisiones de CO_2.

En tanto no se armonice la fiscalidad ambiental europea y los mencionados mecanismos de compensación, la mejor opción sería someter a toda la industria al nuevo impuesto y, en el caso de los sectores sometidos a competencia internacional, proceder a una compensación directamente mediante una transferencia de renta fija (basada, por ejemplo, en los procesos comparables más eficientes).

También podrían implantarse mecanismos de compensación para colectivos vulnerables, como los consumidores de gasóleo B bonificado o los transportistas profesionales (consumidores de gasóleo A). En estos casos debería considerarse una exención/bonificación parcial, o bien una compensación monetaria. La exención/bonificación parcial tiene como inconveniente que no traslada la señal de reducción de emisiones, y por tanto no contribuye a los fines medioambientales de la reforma; en consecuencia, de nuevo, la compensación vía transferencia de renta fija es la mejor opción.

b) **Respecto al impuesto que grave los daños de otras emisiones contaminantes (SO_2, NO_x, partículas, etc.)**, los sujetos pasivos serían las instalaciones de

15 Ver: Comisión Europea, "Propuesta de Directiva del Consejo que modifica la Directiva 2003/96/CE del Consejo por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad COM(2011) 169 final"; Robert S. Pindyck (2016): The Social Cost of Carbon Revisited, Working Paper 22807, National Bureau of Economic Research; e Informe Gobierno USA: Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis - Technical update (noviembre 2013).

16 Aunque con diferencias entre sectores a los que se aplica, régimen de exenciones, y métodos de compensación, los precios aplicados para 2017 en los países de la UE que tienen fijado un impuesto a las emisiones de CO_2 entran en ese rango. Así ocurre en el Reino Unido (precio suelo de 22 $/t), Eslovenia (18 $/t), Dinamarca (25 $/t) y Francia (33 $/t). En el caso de los países nórdicos, tienen precios notablemente por encima de la banda de 20-30 €/t. Véase el informe *Carbon Pricing Watch 2017*, del World Bank Group.

generación de electricidad emisoras, así como el consumo final de carbón, gas natural y derivados del petróleo para uso industrial, residencial y transporte.

Existe suficiente literatura acreditada que permitiría fijar los tipos impositivos que internalicen estos daños al medio ambiente, destacando los proyectos *CASES* y *ExternE* financiados por la Comisión Europea; el proyecto "*Getting Energy Price Right: from Principle to Practice*" del FMI; y los trabajos de *Transport & Environment,* colaborador de la *Agencia Europea de Medioambiente*.

Al igual que en el caso del CO_2, habría que evaluar en qué medida un impuesto de este tipo puede afectar a la competitividad internacional de la industria. Al igual que en el caso del CO_2, se podrían articular también mecanismos de compensación transitorios.

Aunque hay que tener en cuenta que, a diferencia del CO_2, los daños ambientales de NO_x, SO_2 y partículas no tienen alcance global, sino más bien europeo o local. Por tanto, en estos casos, una deslocalización de la industria iría acompañada de una reducción del daño ambiental causado a nivel local.

Es importante hacer referencia también a la fiscalidad que grava la actividad nuclear. En la actualidad existen en España dos figuras cuyos sujetos pasivos son los titulares de centrales nucleares. Por un lado, una tasa regulada en la Ley 11/2009[17], que se paga a ENRESA para dotar un Fondo destinado a cubrir los gastos futuros de desmantelamiento de las centrales y gestión de los residuos radioactivos, incluido el combustible gastado.

Al mismo tiempo, existe dos impuestos regulados por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (en adelante, Ley 15/2012), que gravan, por un lado, la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica y, por otro, la actividad de almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Ambos impuestos son recaudados por la Hacienda Pública, aunque una cantidad equivalente a la recaudada es transferida vía Presupuestos Generales del Estado al órgano encargado de las liquidaciones del sistema eléctrico[18].

Tal como se indica en el preámbulo de la Ley 15/2012, estos impuestos tienen por objeto contribuir a determinadas cargas derivadas de la generación nucleoeléctrica, algunas de las cuales están relacionadas con las actividades ya contempladas en el Plan General de Residuos Radiactivos. En consecuencia, cabría valorar la viabilidad de integrar en el Fondo de ENRESA (que, en el escenario de referencia contemplado en el Plan vigente, viene acumulando un déficit a lo largo de los últimos años) la parte correspondiente a esas cargas

17 Ley 11/2009, de 26 de octubre, por la que se regulan las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario

18 Disposición adicional segunda de la Ley 15/2012: *Costes del sistema eléctrico.*

En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de los siguientes:

a) La estimación de la recaudación anual derivada de los tributos y cánones incluidos en la presente Ley

b) El ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros".

de los recursos obtenidos a través de dichos impuestos; y ello, sin perjuicio de la actualización de las tasas que corresponda.

Principio 2. Modificación de la actual financiación de las energías renovables (eléctricas y no eléctricas)

Como se ha señalado con anterioridad, una reforma fiscal eficiente en el sector energético debe eliminar las posibles distorsiones preexistentes en la formación de los precios y, en última instancia, alinearla con los objetivos de descarbonización. En este sentido, la incorporación de energías renovables en el mix energético es un componente indisociable del avance en el proceso de descarbonización.

En el año 2015, los sobrecostes para financiar el parque instalado de energías renovables en España alcanzaron 5.744 M€. De ellos, 5.319 M€ se corresponden con primas a energías renovables eléctricas y, aproximadamente, 425 M€ son los sobrecostes de los biocombustibles.

Por tanto, el mayor esfuerzo de promoción de las energías renovables se ha realizado a través de las renovables eléctricas; y tiene sentido que ello sea así, en la medida en que la evolución tecnológica ha demostrado que las plantas eólicas y las solares fotovoltaicas son las que tienen menores costes medios de producción. La apuesta por las tecnologías más eficientes (actualmente consolidada por un sistema de subastas) permitirá cumplir con el objetivo de fomento de las renovables al mínimo coste para el consumidor.

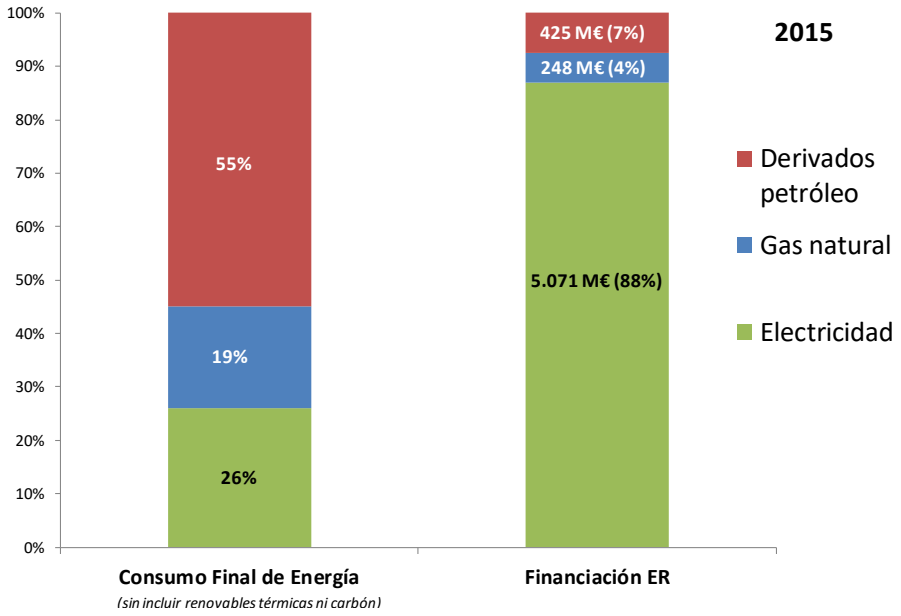
Sin embargo, es necesario revisar el actual sistema de financiación de los sobrecostes a las renovables.

Actualmente, los sobrecostes de los biocombustibles los pagan íntegramente los consumidores de gasolina y de gasóleo A en el precio de los carburantes (con un coste aproximado de 425 M€ en 2015). En lo que respecta a las primas a las renovables eléctricas, éstas son financiadas[19] a través del impuesto especial al consumo de gas natural para usos no eléctricos (que en 2015 recaudó en torno a 248 M€) y, el resto (5.071 M€) se reparte entre peajes de acceso (2.225 M€), ingresos de las subastas de CO_2 (343 M€) y resto de impuestos de la Ley 15/2012 (2.503 M€[20]). Y dado que éstos, en su mayor parte, se internalizan en el precio del mercado eléctrico, podemos afirmar que la mayor parte del esfuerzo de financiación de las energías renovables en España corre a cargo del consumidor de electricidad.

19 En la medida en que el Tesoro ingresa la recaudación de los impuestos de la Ley 15/2012 en la cuenta de liquidaciones de la CNMC, la afectación de estos impuestos a la financiación de los sobrecostes de las energías renovables sólo es instrumental. El objetivo es demostrar que, incluso afectando dichos impuestos, la mayor parte del esfuerzo en la financiación de los sobrecostes de las renovables recae sobre el consumidor eléctrico.

20 Procedentes del impuesto al valor de la producción de electricidad (1.652 M€), los impuestos a la producción de residuos procedentes de la generación de energía nucleoeléctrica y al almacenamiento de residuos radioactivos (260 M€), el impuesto al consumo de carbón para uso eléctrico (252 M€), el impuesto al consumo de gas -más fuel y gasóleo en territorios no peninsulares- para uso eléctrico (147 M€) y el canon hidráulico (192 M€).

Gráfico 2.1.1. Comparación de las aportaciones relativas de los principales productos energéticos al consumo final y a la financiación de las renovables



En el gráfico se recoge la comparación entre los pesos de los principales productos energéticos en el consumo de energía final (excluidas renovables térmicas y carbón) y sus aportaciones respectivas a la financiación de las renovables.

Este mecanismo de financiación de las renovables puede ser cuestionado desde el punto de vista de su eficiencia, pues distorsiona el precio relativo de la electricidad comparado con cualquier energía sustitutiva. Esto a su vez desincentiva la electrificación de la economía, e incentiva el consumo de combustibles fósiles en otros sectores. Esto puede ser contraproducente desde el punto de vista de la mejora medioambiental buscada.

En este sentido, no hay que olvidar que el objetivo comprometido actualmente por el Reino de España con la Unión Europea es que, en el año 2020, el 20% del consumo de energía final sea renovable. En consecuencia, cada vez que se consume una unidad de energía final (electricidad, gas natural, carbón y derivados del petróleo), implícitamente se está generando un sobrecoste incremental que se corresponde con las inversiones necesarias para generar 0,2 unidades de energía renovable.

Esto significa que, de forma coherente con la propuesta de tránsito a una auténtica fiscalidad ambiental, se debería asegurar que la contribución a una mayor penetración de las energías renovables sea realizada de la forma más eficiente posible.

La financiación eficiente de las renovables (eléctricas y no eléctricas) pasa por diferenciar dos componentes:

i) Un primer componente, que reflejaría el sobrecoste de las instalaciones renovables más eficientes[21] en el momento del análisis. Este componente debería trasladar a los consumidores la señal del coste incremental en el cual se incurre para asegurar el cumplimiento del objetivo de 20% de energías renovables sobre la energía final.

   Este primer componente, definido en €/unidad de energía (por ejemplo, €/kWh, €/GJ o €/tep), debería ser financiado por los consumidores de todas las fuentes de energía final en forma de recargo en el precio antes de IVA.

   Dado que los resultados de las últimas subastas celebradas apuntan a que, con las actuales previsiones de precios futuros para el mercado eléctrico, los sobrecostes de inversión en energías renovables son iguales a cero, el primer componente del recargo también será igual a cero; aunque, esto puede cambiar en el futuro en función de cómo evolucionen los precios.

ii) Un segundo componente complementario del anterior, que reflejaría el sobrecoste de las plantas instaladas en el pasado a un coste superior al actual (o el coste de algunas tecnologías que se decida apoyar a pesar de no ser las más eficientes y que sigan requiriendo complemento retributivo).

   Dado que este componente de coste surge de una restricción política exógena (ajena a la necesidad de garantizar el suministro a mínimo coste) y, además, no tiene carácter incremental, debería ir financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Sin embargo, si las restricciones de la Hacienda Pública no lo permiten, existiría la opción de financiar este coste mediante un recargo a todas las fuentes de energía final. Este recargo podría fijarse de dos formas.

   La opción teóricamente más eficiente sería utilizar la denominada propuesta de Ramsey, que consiste en fijar el recargo de forma inversamente proporcional a la elasticidad demanda-precio de cada fuente energética, de forma que distorsione lo menos posible las alternativas de consumo. La otra opción, más sencilla, aunque potencialmente más distorsionadora, sería establecer el recargo de forma uniforme a todas las fuentes de energía final, como un porcentaje fijo que se aplicaría al valor de toda la energía final consumida (antes de IVA). Ambas opciones coincidirían si las elasticidades demanda-precio de los productos gravados fueran iguales.

   Además, a la hora de fijarse este recargo podrían considerarse otras fuentes de financiación alternativas: los recursos obtenidos a través de posibles impuestos ambientales (netos de exenciones y después de compensar la pérdida de ingresos de las AAPP) y de las subastas de derechos de emisión de CO_2[22].

La utilización de estos recargos permitirían reducir, consecuentemente, los peajes de acceso eléctricos distintos a los peajes de transporte y distribución (denominados *cargos* en la Ley

21 Es decir, aquéllas que, por su menor coste, resulten adjudicatarias de las subastas de capacidad celebradas para promover este tipo de tecnologías.

22 Se hace notar que, para fijar el objetivo recaudatorio, hay que tener en cuenta el impacto que tendría la eliminación de impuestos actuales y la creación de impuestos nuevos sobre la retribución regulada que perciben las energías renovables (pues la fiscalidad soportada es reconocida a efectos de fijar su retribución). Así mismo, habría que tener en cuenta el efecto que la reforma fiscal tendría sobre el precio del mercado mayorista, ya que éste, a su vez, condiciona el valor de la retribución.

24/2013 del Sector Eléctrico) en la cuantía en que éstos financian actualmente las energías renovables: 2.225 M€ en 2015[23].

Las industrias incluidas en el anexo 3 de la Comunicación de la Comisión Europea[24] titulado *Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020* deben quedar exentas del pago de este recargo, conforme a lo previsto en la sección 3.7.2 de dicho informe.

Principio 3. Cada subproducto energético ha de financiar sus propias infraestructuras, sujeto a consideraciones de equidad interterritorial y otras externalidades

Desde el punto de vista de la eficiencia, una reforma fiscal debería asegurar que los consumidores de los diferentes productos energéticos financian las infraestructuras asociadas al consumo de dichos productos. En el caso de la electricidad y del gas, las infraestructuras de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento se financian actualmente a través de los peajes de acceso.

En el caso de las infraestructuras viarias, lograr este fin haría necesario bien crear un recargo al consumo de gasolina y gasóleo A que permita recuperar la anualidad que corresponde a la inversión en la red de carreteras del país más los costes de mantenimiento, bien un sistema de viñetas como el que existe en otros países europeos y que han de pagar los propietarios de los vehículos por tener derecho a usar dichas infraestructuras viarias o bien una combinación de ambos instrumentos. La introducción de las viñetas se hará imprescindible a medida que se desarrollen vehículos de combustibles alternativos, como el coche eléctrico. A medio plazo, también podrán emplearse sistemas más eficientes, como los basados en GPS.

Ahora bien, es preciso tener en cuenta que las infraestructuras (tanto las viarias como las eléctricas y gasistas) presentan externalidades económicas, así como que pueden ser elementos importantes de equidad interterritorial (por ejemplo, un tren de alta velocidad, una nueva autopista o la gasificación de un nuevo territorio pueden generar rentas económicas significativas en las regiones conectadas, rentas que se extienden a toda la economía regional y por tanto no apropiadas exclusivamente por los usuarios de la nueva infraestructura). Esto puede modificar la asignación de los costes de la infraestructura justificando que una parte de la misma se financie desde los Presupuestos Generales del Estado.

2.1.6. SIMULACIONES

Exclusivamente a título de ejemplo, se ha procedido a simular los impactos sobre la recaudación y sobre los precios de los diferentes productos energéticos de una eventual reforma fiscal inspirada en estos principios. Se han utilizado como referencia los datos de consumo y de recaudación del año 2015.

[23] Hay que recordar, en cualquier caso, que actualmente todavía está por desarrollar la metodología de cálculo de los cargos, tal y como recoge el artículo 16.3 de la Ley del Sector Eléctrico.

[24] Disponible en: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex%3A52014XC0628(01)

Se insiste en que no se está proponiendo la utilización concreta de los tipos impositivos de los escenarios que se simulan. Se trata simplemente de conocer el orden de magnitud de los impactos de una eventual reforma de estas características.

Adicionalmente, siguiendo el principio 2, la simulación integra el cambio no distorsionador en la estructura de financiación de las energías renovables, con el objeto de que los consumidores de los diferentes productos energéticos contribuyan a las mismas; así como el principio 3 por el que se crea un recargo al consumo de gasolina y gasóleo A para financiar las infraestructuras viarias.

El detalle de las simulaciones se recoge en los Anexos 2.1.1 y 2.1.2 de este capítulo; en él se detallan los supuestos de cálculo y se recogen los resultados obtenidos.

Las simulaciones permiten concluir que:

- Una reforma fiscal de las características citadas iría en la dirección adecuada para impulsar la descarbonización de la economía, pues el abaratamiento de la electricidad fomentaría la electrificación (y, por tanto, la penetración de las renovables) y la reducción de las emisiones en los sectores difusos.
- Utilizando como referencia valores de daños ambientales sugeridos por la literatura existente, los impactos sobre los precios energéticos pueden alcanzar órdenes de magnitud abordables, si no en el corto, sí al menos en el medio plazo.
- El impacto sobre las empresas dependerá de la magnitud de la reforma acometida, de la existencia de compensaciones (exenciones/bonificaciones parciales) a determinados colectivos y del peso relativo que, en cada caso, tengan los diferentes productos energéticos.
- La compensación (exención/bonificación) a las industrias sometidas a competencia internacional puede incentivar el crecimiento económico a través de las exportaciones.
- El impacto de la reforma sobre el gasto de las familias es progresivo; es decir, más favorable en términos relativos para los hogares de menor poder adquisitivo.
- La reforma fiscal que se propone es compatible con una reducción de la presión fiscal. Aunque, es importante recordar que la presión fiscal española (impuestos más cotizaciones sociales) en términos del PIB fue del 34,1% en 2016, cifra que es inferior a la media europea (40%) y a la media de la Zona Euro (41,3%).
- La reforma de la fiscalidad energético-ambiental puede generar beneficios sobrevenidos para instalaciones ya existentes de producción de electricidad libre de emisiones, que aconsejen ajustes en su fiscalidad en beneficio de los objetivos de la política energética.
- Una reforma fiscal que trate de alinear los objetivos de descarbonización con la regulación energética debe ir acompañada de una monitorización de sus impactos que permita corregir posibles desviaciones frente a los efectos esperados.

  En este sentido, los impactos pueden graduarse, además de por compensaciones (exenciones/bonificaciones), mediante una introducción gradual de la imposición fiscal que permita un ajuste más suave de los precios relativos.

ANEXO 2.1.1. SIMULACIONES SOBRE EL IMPACTO DE UNA POSIBLE REFORMA FISCAL CON NUEVOS IMPUESTOS AMBIENTALES

A título de ejemplo, se ha procedido a simular los impactos sobre la recaudación y sobre los precios de los diferentes productos energéticos de una eventual reforma fiscal inspirada los principios descrito en el texto principal de este informe. Se han utilizado como referencia los datos de consumo y de recaudación del año 2015.

Las simulaciones se han realizado mediante un modelo de equilibrio general de la economía española. Como en ejercicios similares, los resultados dependen de los parámetros de entrada escogidos y de la calibración del modelo. En particular, los resultados pueden ser particularmente sensibles al supuesto de elasticidad escogido para la respuesta de los consumidores y para las exportaciones. En todo caso, la dirección de los cambios no se vería esencialmente afectada, y por tanto se considera válida para ilustrar los cambios propuestos.

ELEMENTOS DE LA REFORMA

Los elementos de la reforma serían:

- **Impuesto que grava el daño de las emisiones de CO2. -** Se han llevado a cabo cuatro simulaciones alternativas, utilizando como tipos impositivos para las emisiones de CO_2 los siguientes valores: 15 €/tCO_2, 20 €/tCO_2, 25 €/tCO_2 y 30 €/tCO_2. En el caso de los sectores no-ETS (sectores difusos), el tipo impositivo se calcularía directamente a partir del valor del daño, aplicado sobre las emisiones unitarias de cada combustible[25].
  En el caso de los sectores sometidos al ETS, el tipo de gravamen se ha calculado a partir del precio en el mercado en 2015 para los derechos de emisión (7,7 €/tCO_2). Por tanto, en este caso, los tipos efectivos aplicados se calculan como diferencia entre el tipo impositivo y el valor del mercado a plazo; es decir: 7,3 €/tCO_2, 12,3 €/tCO_2, 17,3 €/tCO_2 y 22,3 €/tCO_2.
  En la práctica, los sectores sometidos al ETS pagarían la energía con el impuesto general a las emisiones de CO_2 (como todos los consumidores) y posteriormente solicitarían la bonificación de las cantidades adquiridas en el mercado ETS valoradas a 7,7 €/tCO_2. Es fundamental que la bonificación se calcule utilizando un valor del CO_2 en el mercado y no el coste de adquisición real de los derechos por cada empresa, para incentivar a los sectores afectados a minimizar el coste de adquisición de los mismos.
- **Impuesto que grava el daño del resto de emisiones contaminantes. -** A título de ejemplo, se han utilizado los valores de los daños estimados por los proyectos *CASES*

25 Fuentes: REE, RITE 2007, Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, IDAE, Oficina de Cambio Climático de la Generalitat de Cataluña, etc.

y *ExternE* de la Comisión Europea (actualizados anualmente con la tasa de inflación hasta 2015).

- **Colectivos eximidos/bonificados. -** En estas simulaciones, se ha eximido de los nuevos impuestos al consumo de queroseno, dado que la fiscalidad de este producto en vuelos internacionales ha de ser objeto de tratados bilaterales entre los países afectados[26]. Por simplicidad, tampoco se ha gravado el consumo final de carbón ni el consumo de queroseno para vuelos nacionales (a pesar de que éste no exige la firma de acuerdos bilaterales entre países). Una reforma fiscal completa debería gravar las emisiones de gases asociadas a estos casos aquí excluidos.

  A las industrias sometidas a competencia internacional se les ha eximido del pago del impuesto a las emisiones de CO_2 y del recargo para la financiación de las energías renovables (pero no del impuesto sobre otras emisiones contaminantes).

  Por último, en esta simulación, los profesionales del transporte consumidores de gasóleo A, así como los consumidores de gasóleo B han sido bonificados parcialmente por los nuevos impuestos y recargos, congelándose su fiscalidad a los niveles actuales.
- **Recargo por infraestructuras viarias.** - La anualidad para financiar la construcción y mantenimiento de las carreteras se ha fijado en 12.520 M€ (que se aproxima a la que se deriva del informe de CE DELFT[27]). Dicha cifra se ha estimado a partir del valor total de reposición de la actual infraestructura viaria (utilizando datos de coste de reposición del Banco Mundial) y que se eleva a 306.801 M€. Teniendo en cuenta una tasa de descuento del 4% y una vida útil de 100 años para las carreteras, el importe del coste anual a recuperar sería de 12.520 M€. A ello, hay que sumar los costes de mantenimiento anual de las infraestructuras (1.798 M€ en 2015[28]) y restar la recaudación de los peajes de las autopistas (1.720 M€ en 2015). Por tanto, el recargo ha de recaudar 12.597 M€.

  Para la financiación de dicha anualidad, se ha prescindido del uso de viñetas. Por tanto, en estas simulaciones, toda la recaudación necesaria para financiar la anualidad del coste de las carreteras se ha hecho a través de los actuales impuestos de matriculación y circulación (IVTM) más el nuevo recargo en el consumo de gasolinas y gasóleo A. Sin embargo, a medida que se desarrolle el vehículo eléctrico, será imprescindible desarrollar el sistema de viñetas o mecanismos basados en GPS, para que este tipo de vehículos contribuya a la financiación de las infraestructuras viarias.

  El reparto del recargo por combustibles se ha hecho considerando tres consumidores tipo[29] (vehículos de gasolina, vehículos de gasóleo ligeros y vehículos

26 Si bien la Organización Internacional de la Aviación Civil está desarrollando un programa de mercado global denominado CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) con el objeto de estabilizar y reducir las emisiones de CO_2 en la aviación internacional a partir de 2020. Esto es debido a que las emisiones de los llamados "bunker fuel" no se incluyen en el marco de la Convención de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, a diferencia de las emisiones de la aviación doméstica, que sí se incluyen en los inventarios de emisión de cada país,

27 "*Road, Taxation and Spending in the EU*", Delft, CE Delft, June 2016.

28 Anuario Estadístico Ministerio de Fomento 2015, página 53.

29 CNE: Estudio sobre las emisiones derivadas del consumo de carburantes en el transporte por carretera en España, abril 2013, página 9.

de gasóleo pesados) con los siguientes patrones de consumo[30]:

i) los vehículos de gasolina (consumen 6.200 M litros/año con un consumo medio de 9 litros/100 Km).
ii) los vehículos ligeros de gasóleo A (consumen 17.012 M litros/año con un consumo medio de 7 litros/100 Km).
iii) los vehículos pesados de gasóleo A (consumen 7.728 M litros/año con un consumo medio de 30 litros/100 Km).

El coste anual de las carreteras se ha repartido entre los tres colectivos en función de los km "desgastados" anualmente por cada uno, y se ha convertido en €/litro utilizando los ratios de consumo estándar de cada tipo de consumidor. Los km "desgastados" se obtienen para cada tipo de vehículo escalando los km recorridos con un factor que recoge el peso/tamaño relativo de cada tipo de vehículo (se ha utilizado el factor 1 para vehículos ligeros y el factor 4 para vehículos pesados).

Los recargos obtenidos son: 0,331 €/litro (gasolina); 0,426 €/litro (gasóleo A en vehículos ligeros); y 0,426 €/litro (gasóleo A en vehículos pesados).

- **Recargo para financiar renovables. -** Dado que los resultados de las últimas subastas celebradas apuntan a que los sobrecostes de invertir en las renovables eléctricas más eficientes son actualmente nulos, el primer componente del recargo para financiar las renovables, que debe reflejar el sobrecoste de las instalaciones renovables más eficientes en cada momento, se ha fijado en cero €/MWh.
  El segundo componente del recargo para financiar las renovables se fija de manera que sea posible financiar el 100% del parque instalado, teniendo en cuenta que se dispone también de los siguientes recursos:
  - Los ingresos de las subastas de derechos de emisión de CO_2
  - El remanente de recaudación prevista con los impuestos ambientales netos de exenciones/bonificaciones y una vez compensadas las pérdidas de ingresos de las AAPP.

  En las simulaciones, para la financiación de las renovables no se han tenido en cuenta los recursos procedentes del impuesto que grava la producción y almacenamiento de residuos radioactivos ni los procedentes del canon hidráulico. Ambos impuestos se mantienen con su configuración y recaudación actual.

RESULTADOS DE UNA SIMULACIÓN CON EL TIPO IMPOSITIVO DEL CO_2 A 15 €/tCO_2

Recaudación

Para facilitar la exposición de los resultados de la simulación, se comienza señalando cuál es el resultado final en términos de ingresos provenientes de los nuevos impuestos medioambientales (emisiones CO_2 y otras emisiones contaminantes) y de los dos recargos (financiación de renovables y de carreteras).

30 CORES y Spain-National Inventory Submissions 2016.

Tabla 2.1.1. Estimaciones de recaudación (bruta y neta de exenciones) de los nuevos impuestos (en M€)

Impuesto Emisiones de CO2	2.439
Impuesto otras Emisiones Contaminantes	3.037
Recargo Renovables	2.193
Recargo Carreteras	12.597
Subastas de CO2	343
Total Recaudación Bruta	20.610
Exenciones a la Industria	-554
Exenciones a Profesionales del Transporte	-653
Exenciones a Consumidores de Gasóleo B	-494
Total Exenciones	-1.702
TOTAL RECAUDACIÓN NETA DE EXENCIONES	**18.908**

La tabla anterior resume los resultados obtenidos sobre la estimación de la recaudación bruta (antes de exenciones/bonificaciones) de los nuevos impuestos y recargos, así como la pérdida de recaudación estimada para las exenciones/bonificaciones contempladas.

Los resultados corresponden al supuesto de elasticidades-precio de las demandas de todos los combustibles iguales a cero (propias y cruzadas).

La recaudación bruta de los nuevos impuestos, recargos y subastas de derechos de CO2 se eleva a 20.610 M€. La recaudación neta de exenciones a colectivos sensibles sería de 18.908 M€.

Debe señalarse que el recargo para financiar la anualidad de las carreteras (que grava sólo el consumo de gasolina y gasóleo A) se establece de modo que dé lugar a una recaudación de 12.597 millones de euros en todas las simulaciones, que se corresponde con la cuantía requerida según lo explicado con anterioridad. Los ingresos provenientes del resto de figuras recaudatorias varían en cada simulación.

Asimismo, en todas las simulaciones la recaudación debe cubrir la totalidad de las primas a las renovables. En el caso de las renovables eléctricas, se parte de las primas efectivamente abonadas por el órgano encargado de las liquidaciones del sistema eléctrico en 2015 (5.319 M€)[31]. Esa cuantía inicial se modifica al tener en cuenta el impacto sobre la retribución derivada de la sustitución de los actuales impuestos por los nuevos impuestos y la derivada de la modificación del precio medio del mercado mayorista como consecuencia de la reforma fiscal. Estos dos elementos dependen de cuál es el tipo impositivo del CO_2, por lo que el objetivo de recaudación varía ligeramente en cada simulación. Por ejemplo, en esta primera simulación con un precio del CO_2 de 15 €/tCO_2, el objetivo se fija en 4.586 M€. Asimismo, se han considerado los sobrecostes de los biocombustibles (425 M€). Ello permite integrar en un único fondo la financiación de todas las energías renovables. En definitiva, el objetivo total de recaudación se eleva a 5.011 M€.

[31] Retribución a tecnología solar fotovoltaica, termosolar, eólica y biomasa.

El recargo necesario para completar la financiación de las energías renovables, definido como un porcentaje aplicable al valor del consumo final de energía antes de IVA de todo subproducto energético, resulta ser del 3, 54%; y su recaudación se eleva a 2.193 M€. Este recargo funciona como una variable de ajuste en el modelo, de modo que siempre se recaude lo suficiente para mantener el equilibrio financiero entre el total de costes a financiar y la recaudación neta de exenciones

Debe adelantarse que el nuevo mecanismo de financiación de las energías renovables, con el recargo sobre el conjunto de consumos finales de energía, permite reducir los peajes de acceso eléctricos en 2.322 M€, con el consiguiente impacto sobre la tarifa eléctrica.

La tabla siguiente, recoge los posibles destinos de los recursos obtenidos.

Tabla 2.1.2. Gastos a financiar con los recursos obtenidos (en M€)

Compensación pérdida de ingresos AAPP	**13.897**
Impuesto Especial de Electricidad	1.372
Impuesto Especial Hidrocarburos (*)	12.325
Impuestos ambientales CCAA	200
Fondo Financiación de Renovables	**5.011**
Sobrecostes Renovables Eléctricas	4.586
Sobrecostes Biocombustibles	425
TOTAL USOS DE LA RECAUDACIÓN	**18.908**

(*) No se incluyen los de la Ley 15/2012, pues éstos se destinan al Fondo de Liquidaciones de la CNMC.

La recaudación puede destinarse, en primer lugar, a compensar las pérdidas de ingresos de los impuestos especiales de electricidad e hidrocarburos, así como a las distintas figuras impositivas establecidas por las Comunidades Autónomas, cuyo montante global es de 13.897 M€. Adicionalmente, los recursos disponibles permitirían financiar un fondo nacional para las energías renovables que incluya los sobrecostes de las renovables eléctricas y los sobrecostes de los biocombustibles. El coste total del nuevo fondo, después de la reforma, se estima en 5.011 M€ (4.586 M€ corresponderían a las renovables eléctricas y 425 M€, a los biocombustibles).

Impacto sobre los precios de los productos energéticos

La tabla siguiente recoge el impacto de la simulación sobre los precios de los diferentes consumidores por tipo de energía final, diferenciando entre colectivos sí eximidos o bonificados parcialmente y no eximidos ni bonificados.

Tabla 2.1.3. Impacto de la simulación sobre los precios de la energía

	Variación en el Precio (%)		Energía Eximida (%)
	Colectivos NO Eximidos	Colectivos Sí Eximidos	
Electricidad Baja Tensión	-6,8%		0%
Electricidad Media Tensión	-5,6%	-12,6%	41%
Electricidad Alta Tensión	-0,7%	-9,7%	82%
Gas Natural Grupo 3	5,8%		0%
Gas Natural Grupo 2 (No ETS)	13,0%	-1,5%	84%
Gas Natural Grupo 2 (ETS)	7,3%	-1,5%	
Gasolina	1,8%		0%
Gasóleo A	28,6%	0,0%	12%
Gasóleo B	0,0%	0,0%	100%
Gasóleo C	-4,1%		0%
Fuelóleo uso industrial (No ETS)	15,9%	-4,2%	50%
Fuelóleo uso industrial (ETS)	7,3%	-4,2%	
GLP	2,6%		0%

La tabla se corresponde con el caso de la elasticidad-precio de la demanda igual a cero y, por tanto, el impacto sobre los precios está estimado al alza. No se incluye el impacto sobre los consumidores industriales de gas natural del grupo 1 por desconocerse su peso en el consumo total de dicho grupo.

Se observa que la reforma abarata el precio final de la electricidad (de forma muy especial, para los colectivos eximidos/bonificados). En ello actúan dos elementos que se contraponen. Por un lado, el precio del mercado mayorista sube en 1,08 €/MWh como consecuencia de la sustitución de impuestos. Por otro lado, se produce una sustancial bajada de los peajes de acceso, que afecta fundamentalmente a los consumidores de baja y media tensión. Por el contrario, y como cabe prever, la reforma encarece los precios del gas natural y de los derivados del petróleo (especialmente, el del gasóleo A).

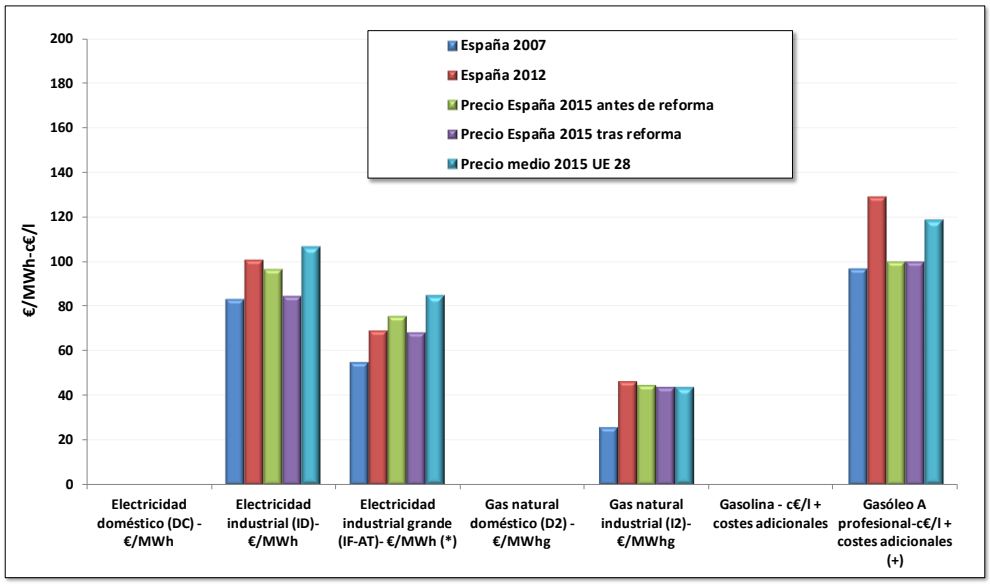
Se insiste en que los impactos sobre la subida de gasolinas y gasóleo A están condicionados por el hecho de que para la financiación de la anualidad del coste de las carreteras se ha prescindido del uso de viñetas, de manera que la mayor parte del peso recae sobre el recargo por el consumo de estos carburantes. El uso de las viñetas haría que el impacto fuera menor.

En el caso de la actividad industrial eximida/bonificada, se observa que experimenta una sustancial bajada de los costes energéticos. Ello va a mejorar notablemente su competitividad y, en consecuencia, sus exportaciones.

En el caso de la actividad industrial no eximida/bonificada, el efecto final sobre el coste energético dependerá del peso relativo que tengan la electricidad y el gas natural (que son sus principales inputs energéticos) en la estructura de costes de cada empresa. Como veremos posteriormente, en aquellos casos en los que el peso de la electricidad supere al del gas, el coste energético medio podrá incluso reducirse. En todo caso, al tratarse de industrias no sometidas a competencia internacional, tendrán más facilidades para trasladar el incremento de costes a sus clientes a través del precio.

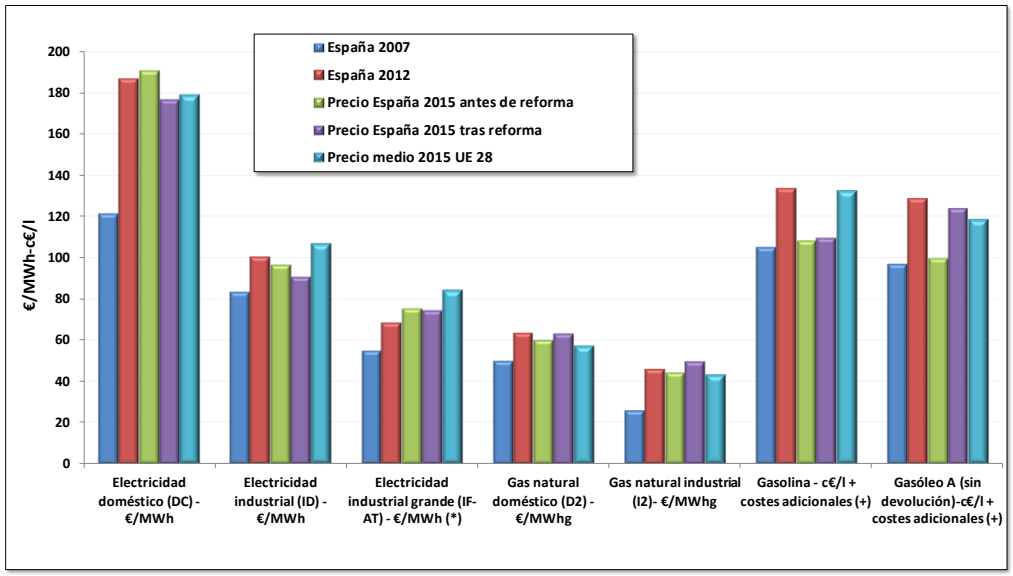
Los gráficos siguientes permiten comparar los precios de la energía resultantes de la reforma fiscal simulada con los existentes en España en los años 2007, 2012 y 2015 (antes de la reforma) y con la media de la UE. Se diferencian las comparaciones de precios según los colectivos de consumidores estén eximidos/bonificados (Gráfico 2.1.2) o no lo estén (Gráfico 2.1.3.).

Gráfico 2.1.2. Impacto comparado de la simulación sobre los precios de la energía. Colectivos sí eximidos/bonificados



(+) Costes adicionales: impuestos circulación y matriculación, seguros, peajes, viñetas. Datos 2013 para UE

Gráfico 2.1.3. Impacto comparado de la simulación sobre los precios de la energía. Colectivos no eximidos/bonificados



(+) Costes adicionales: impuestos circulación y matriculación, seguros, peajes, viñetas. Datos 2013 para UE

Impacto sobre el PIB, el empleo y la inflación

Para simular los impactos, se ha utilizado un modelo de equilibrio general en el que se han definido las relaciones de producción entre los diferentes sectores económicos. Para ello, se han utilizado los datos de la Tabla Input-Output 2005 de la economía española elaborada por el INE. Los 73 sectores productivos se han agregado en 10. De ellos, cuatro representan al sector energético (carbón, electricidad, gas y derivados del petróleo, respectivamente). La industria se representa con 4 sectores, que se diferencian en función del tamaño de las industrias y de su grado de apertura a la competencia internacional. Por último, 2 sectores representan los servicios, diferenciando entre los sometidos o no a competencia internacional.

El modelo incluye un consumidor representativo de la economía, que paga impuestos por la renta que percibe y por los bienes finales que consume. Asimismo, recibe transferencias del sector público. Por el lado de la oferta, se modeliza la producción de bienes intermedios y la producción de bienes finales; ambos gravados por impuestos respectivos. Por último, el sector público recauda los impuestos y los dedica a hacer transferencias al sector privado y al gasto público.

El modelo permite simular los efectos de potenciales cambios impositivos sobre la renta, sobre el consumo de bienes intermedios y sobre el consumo de bienes finales en el PIB, en el empleo y en el nivel general de precios de la economía.

Cuando el tipo impositivo a las emisiones de CO_2 es de 15 €/tCO_2, la simulación da lugar a un crecimiento del PIB nominal del 1,3%, un crecimiento de los precios del 0,5%, un crecimiento del PIB real del 0,8% y a un crecimiento del empleo de unos 280.000 trabajadores. Los resultados son indicativos y permiten, sobre todo, comparar los efectos macro-económicos de escenarios alternativos.

El modelo también indica que, como consecuencia del crecimiento de la actividad económica, la hacienda pública incrementaría inicialmente su recaudación de IRPF e IVA[32] en 941 M€. El modelo simula una devolución posterior de dicha recaudación a todos los consumidores en forma de transferencia a las familias. Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 2.1.4. Impacto de la simulación sobre el PIB, los precios, el empleo y la recaudación de IVA e IRPF

	Variación	
	(#)	(%)
Empleo (miles)	280	1,6%
Parados (miles)	-280	-3,1%
Tasa paro (%)		-1,2%
PIB nominal (M€)		1,3%
Variación índice precios		0,5%
PIB real (M€)		0,8%
Recaudación impuestos (M€)	941	0,2%

[32] En la simulación, no está modelizado el Impuesto de Sociedades.

Impacto sobre los hogares

La siguiente tabla recoge el impacto de la simulación sobre el gasto medio de los hogares, desglosado por decil de renta. Para el análisis, se han utilizado datos de la Encuesta de Presupuestos Familiares del INE, del año 2015.

Tabla 2.1.5. Impacto de la Reforma sobre la renta (en €/año) del hogar representativo, para cada decil de renta

		Impacto sobre la Renta Disponible						
	Ingresos del hogar medio	… a través del gasto vía incremento de precios energéticos	… a través del gasto vía incremento de otros precios	… a través del gasto vía incremento de precios (TOTAL)	… a través de la renta vía incremento del PIB	… a través de la renta vía devolución del incremento de recaudación	IMPACTO FINAL	
	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(%)
	[1]	[2]	[3]	[4]=[2]+[3]	[5]=[1]×1,7%	[6]	[7]=[4]+[5]+[6]	[8]=[7]/[1]
Hogar Medio	22.383	-207	-65	-272	297	51	76	0,3%
1	5.333	-52	-28	-80	71	51	42	0,8%
2	9.371	-57	-34	-91	124	51	84	0,9%
3	11.983	-110	-44	-153	159	51	57	0,5%
4	14.710	-152	-50	-203	195	51	44	0,3%
5	17.191	-170	-55	-226	228	51	54	0,3%
6	20.698	-222	-65	-287	274	51	39	0,2%
7	24.821	-246	-70	-316	329	51	64	0,3%
8	28.939	-280	-79	-359	384	51	76	0,3%
9	35.325	-351	-97	-449	468	51	71	0,2%
10	55.463	-426	-130	-556	735	51	231	0,4%

En la columna [1], se detalla la renta media del hogar en €/año, valor que equivale a los ingresos medios netos de impuestos: 22.383 M€, en el caso del hogar medio.

En la columna [2], se muestra el impacto directo del incremento de los precios de los productos energéticos sobre el gasto de cada hogar, sin tener en cuenta el impacto que la simulación tiene sobre el PIB ni sobre el IRPF. En esta columna, un signo negativo equivale a un incremento del gasto.

En la columna [3] se muestra el impacto directo del incremento del resto de precios de la cesta de consumo (productos energéticos excluidos) sobre el gasto de cada hogar, sin tener en cuenta el impacto que la simulación tiene sobre el PIB ni sobre el IRPF. De nuevo, un signo negativo equivale a un incremento del gasto.

La columna [4] recoge la suma de las columnas [2] y [3]; es decir, el impacto total sobre el gasto derivado del incremento de todos los precios.

La columna [5] recoge el impacto que el incremento del PIB tiene sobre la renta media de los hogares, bajo el supuesto de que dicho incremento del PIB beneficia a todos los deciles por igual en términos porcentuales (es decir, todos los deciles experimentan el mismo incremento porcentual del 1,3% en su nivel de renta).

En la columna [6], se recoge el incremento de renta del que se benefician los hogares como consecuencia de una transferencia del Tesoro de 51 euros/hogar/año. Es el resultado de distribuir el incremento inicial de recaudación que se experimenta en el IVA e IRPF (941

M€) entre los 18,3 millones de hogares, para evitar un incremento de la recaudación por parte de la Hacienda Pública.

En las últimas columnas se muestra el efecto neto de la Reforma sobre la renta disponible de los hogares. Para ello, se suman:

- el impacto que la Reforma tiene sobre el gasto de los hogares,
- el impacto que el crecimiento del PIB tendría sobre la renta y
- el incremento de renta del que se benefician los hogares como consecuencia de la reducción del tipo del IRPF.

En la columna [7] se muestra el impacto en términos absolutos (en €/año) y en la columna [8] se muestra el impacto en porcentaje sobre la renta media antes de la simulación. (Un signo positivo representa un *incremento* de la renta disponible del hogar.)

Se observa que, el hogar medio experimenta un incremento neto de su renta disponible de 76 €/año (es decir, un 0,3% de su renta media). Este incremento resulta del aumento de su renta por crecimiento del PIB (297 €/año), más el crecimiento de su renta por devolución del incremento de recaudación (51 €/año) menos el incremento del gasto tras la subida de los precios inducidos por la simulación (272 €/año).

Asimismo, se observa que el impacto neto de la simulación es progresivo, ya que, en porcentaje respecto a su nivel inicial, el incremento de renta disponible es, en general, mayor en los hogares con menor renta disponible.

Impacto sobre el coste de la energía en los sectores industriales

La tabla siguiente recoge el impacto medio en el coste de la energía (sólo electricidad y gas[33]) por sectores industriales. Los sectores 1 a 19 corresponden al colectivo de los eximidos; y aquéllos del 20 al 35, al de los no eximidos.

[33] La tabla input-output no desagrega los consumos de derivados del petróleo en cada subsector.

Tabla 2.1.6. Impacto de la simulación sobre el coste medio ponderado la energía (electricidad + gas), por sectores industriales

Sector	VAB/PIB	Peso del gasto en gas sobre VAB	Peso del gasto en electricidad sobre VAB	Incremento del coste medio
1	0,0%	0,0%	3,4%	-9,7%
2	0,2%	1,7%	14,6%	-8,9%
3	0,8%	2,2%	5,4%	-9,5%
4	0,3%	0,7%	8,2%	-11,7%
5	0,2%	2,6%	6,0%	-9,3%
6	0,2%	0,8%	2,3%	-9,8%
7	0,3%	0,3%	7,8%	-12,2%
8	0,3%	6,0%	14,3%	-9,3%
9	1,0%	3,4%	6,8%	-7,0%
10	0,5%	1,8%	10,4%	-8,5%
11	0,2%	1,0%	13,0%	-9,2%
12	0,1%	7,5%	7,2%	-5,6%
13	0,2%	12,2%	5,9%	-4,2%
14	0,4%	1,3%	12,2%	-8,9%
15	0,7%	3,6%	11,5%	-7,8%
16	0,3%	0,3%	8,5%	-12,3%
17	0,1%	0,2%	6,2%	-12,3%
18	0,1%	0,1%	2,9%	-12,2%
19	0,0%	0,0%	11,2%	-12,6%
20	2,0%	0,0%	2,1%	-6,1%
21	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
22	0,1%	0,7%	0,3%	6,2%
23	0,2%	0,2%	5,0%	-6,9%
24	0,4%	0,8%	4,9%	-3,4%
25	0,1%	3,0%	8,8%	-1,4%
26	0,0%	0,1%	2,1%	-5,0%
27	0,1%	0,3%	4,7%	-5,1%
28	0,7%	0,3%	3,7%	-4,6%
29	1,2%	0,5%	5,7%	-0,6%
30	0,8%	0,2%	3,6%	-5,0%
31	0,1%	0,3%	2,5%	-4,1%
32	0,9%	0,8%	6,3%	-4,0%
33	0,3%	0,4%	3,7%	-4,4%
34	0,5%	0,1%	1,9%	-5,2%
35	8,4%	0,0%	0,6%	-5,4%

Se observa que, en todos los sectores eximidos, el coste medio se reduce significativamente; y, en los no eximidos, sólo hay un colectivo (señalado en gris) que ve encarecido el coste de la energía (aunque, se trata de un sector cuyo peso en el PIB es reducido).

Impacto sobre la presión fiscal

También, se puede analizar el impacto de la simulación en la presión fiscal medida sobre la recaudación en términos absolutos (y no en términos relativos al PIB). Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 2.1.7. Impacto sobre la presión fiscal (M€)

INCREMENTO DE LA RECAUDACIÓN (M€)	
Impuesto Emisiones de CO2	2.439
Impuesto otras emisiones contaminantes	3.037
Recargo para financiación de Renovables	2.193
Recargo para financiación de Carreteras	12.597
Incremento antes de Exenciones/bonificaciones	**20.266**
Exenciones/bonificaciones	-1.702
Incremento Total	**18.565**

REDUCCIÓN DE LA RECAUDACIÓN (M€)	
Impuesto Especial de Electricidad	1.372
Impuestos CCAA	200
Impuestos Ley 15/2012	2.298
7% Generación	1.652
IE carbón	252
IE gas natural uso convencional (est	248
IE gas natural uso eléctrico (est)	147
Peajes de Acceso eléctricos	2.322
Impuesto Especial Hidrocarburos	12.325
Obligación mezcla biocombustibles	425
Reducción Total	**18.943**

SALDO: REDUCCIÓN PRESIÓN FISCAL	**379**

(*) En la partida del Impuesto Especial de Hidrocarburos cuyo importe se eleva a 12.325 M€ no se incluyen los de la Ley 15/2012, que se detallan separadamente

Por un lado, los nuevos impuestos y recargos que, netos de exenciones, suponen un incremento de la presión fiscal en el entorno de 18.565 M€. Por otro lado, se suprimen impuestos actuales, se reducen peajes de acceso eléctricos y se eliminan obligaciones de mezcla de biocombustibles por un valor que se estima en el entorno de los 18.943 M€. El resultado es una bajada de la presión fiscal de 379 M€.

En el análisis del impacto sobre la presión fiscal no se ha tenido en cuenta el efecto sobre la recaudación de otros impuestos (IVA, IRPF y Sociedades) derivado del previsible impacto expansivo sobre la economía de la reforma fiscal. En efecto, en la medida en que la reforma tiene un impacto positivo sobre las exportaciones, sobre el PIB y sobre el empleo, ello dará lugar a un incremento de la recaudación cuyo impacto sobre la presión fiscal se considera neutralizado a través de su devolución a todos los hogares por parte del Tesoro.

Impacto sobre el medio ambiente

Utilizando las elasticidades-precio de la demanda a largo plazo[34], se pueden obtener los impactos sobre las emisiones de CO_2, NO_x, SO_2 y partículas, que se recogen en la siguiente tabla:

34 Elasticidades de largo plazo utilizadas:

Tabla 2.1.8. Impacto sobre las emisiones de contaminantes a la atmósfera

	CO2	NOx	SO2	Partículas
Por cambio precios energéticos (kt)	-6.791	-42	-3	-3
Por subida del PIB (kt) (*)	1.946	7	2	2
Total (kt)	-4.845	-36	-1	-1
Total (% sobre emisiones España)	**-2,0%**	**-4,5%**	**-0,4%**	**-0,6%**

(*) Sin considerar cambios en la composición del PIB.

Se observa que la simulación tiene un impacto positivo sobre el medio ambiente, pues se reducen las emisiones de CO_2, de NO_x, de SO_2 y de partículas incluso a pesar del incremento del PIB.

SIMULACIONES CON TIPOS IMPOSITIVOS DEL CO_2 A 15, 20, 25 Y 30 €/tCO_2. RESULTADOS COMPARADOS

Los resultados descritos con anterioridad partían de considerar un tipo impositivo de 15 €/tCO_2. El ejercicio de simulación se ha repetido con tipos de 20, 25 y 30 €/tCO_2. El objetivo es evaluar cuáles son los cambios que se observan en los distintos resultados de la reforma fiscal cuando se establecen tipos impositivos más exigentes, aunque siempre dentro de lo que cabría considerar como una banda razonable de imposición, al menos en los primeros años.

Como se ha señalado, las simulaciones parten de asumir un balance financiero neutro, esto es, que los costes a financiar (pérdidas de ingresos AAPP y fondo para renovables y biocombustibles) se igualan a la recaudación neta de exenciones. Obviamente, un aumento del tipo impositivo al CO_2 aumenta la recaudación correspondiente. Como puede apreciarse en la siguiente tabla, un aumento de 15 a 30 €/tCO_2 más que duplica la recaudación, lo que es compensado sólo muy parcialmente por la reducción en la recaudación procedente de otras emisiones. Para la correcta interpretación de ese aumento hay que recordar que en todos los casos se asumen elasticidades precio nulas. Naturalmente, el volumen de exenciones asociadas a los tres colectivos es también creciente.

Dado que los costes a financiar son inicialmente los mismos, el recargo requerido para las renovables es decreciente. De hecho, con un escenario de 30 €/tCO_2 no sería necesario prácticamente ningún recargo, pues el aumento de la recaudación de impuestos medioambientales es casi suficiente para financiar los costes derivados de la pérdida de ingresos de las AAPP y los fondos para renovables eléctricas y biocombustibles. Además, en

	Tipo de consumidor		
	Doméstico	Comercial	Industrial
Electricidad	-0,593	-0,302	-0,376
Gas Natural	-0,684	-0,684	-0,684
Gasolina	-0,773	-0,773	-0,773
Gasóleo automoción	-0,443	-0,443	-0,443
Gasóleo C, fuelóleo	-0,185	-0,185	-0,185

el caso de las renovables eléctricas, los fondos necesarios van disminuyendo como consecuencia de los mayores ahorros en la retribución por operación y mantenimiento por el aumento de los precios del mercado eléctrico, aspecto este que se comentará posteriormente.

En términos porcentuales, el recargo sobre el precio final para financiar las energías renovables, que es común a todos los consumos energéticos (preservando así que no se modifican los precios relativos por este motivo), pasa del 3,95% (con un escenario de 15 €/tCO_2) a 2,34% (20 €/tCO_2), 1,19% (25 €/tCO_2) y 0,12% (30 €/tCO_2).

Tabla 2.1.9. Balance financiero de la reforma fiscal con distintos tipos impositivos al CO_2. Valores en M€

	Impuesto CO2 (€/t)			
	15	**20**	**25**	**30**
Pérdida de ingresos AAPP	13.897	13.897	13.897	13.897
Fondo biocombustibles	425	425	425	425
Fondo renovables	4.586	4.399	4.182	3.973
Total costes a financiar	**18.908**	**18.722**	**18.504**	**18.295**
Subastas CO2	343	343	343	343
Impuesto CO2	2.439	3.436	4.402	5.343
Impuesto otras emisiones	3.037	3.011	2.984	2.956
Recargo renovables	2.193	1.476	760	79
Recargo carreteras	12.597	12.597	12.597	12.597
Exención industria competencia internacional	-554	-902	-1.250	-1.598
Exención profesionales del transporte	-653	-692	-730	-769
Exención consumidores gasóleo B	-494	-548	-602	-656
Recaudación neta de exenciones	**18.908**	**18.722**	**18.504**	**18.295**
Saldo (superávit)	**0**	**0**	**0**	**0**

Frente al escenario base de 2015, y en relación con el precio del mercado eléctrico, este se incrementa en 1,08 €/MWh (con un escenario de 15 €/tCO_2), 3,78 €/MWh (20 €/tCO_2), 6,93 €/MWh (25 €/tCO_2) y 9,95 €/MWh (30 €/tCO_2).

La siguiente tabla muestra el impacto comparado de las simulaciones sobre los precios de la energía, distinguiendo entre colectivos eximidos y no eximidos[35].

Como puede apreciarse, a medida que aumenta el tipo impositivo al CO_2, la reducción en el precio de la electricidad en los colectivos no eximidos es decreciente en el caso de la baja y media tensión, y la reducción se convierte en un incremento cada vez mayor en el caso de la alta tensión. Ello es debido a que en los dos primeros niveles de tensión domina el efecto

35 Los gráficos del Anexo 1 comparan los precios de la energía resultantes de la reforma fiscal simulada con los existentes en España en los años 2007, 2012 y 2015 (antes de la reforma) y con la media de la UE, para cada uno de los tres niveles de impuesto al CO_2 y según los colectivos de consumidores estén eximidos/bonificados o no.

de reducción de peajes de acceso, como consecuencia de la mayor contribución relativa de los impuestos medioambientales, sobre el aumento del precio del mercado.

Tabla 2.1.10. Variaciones en los precios de la energía para distintos tipos impositivos del CO_2
Valores en porcentaje

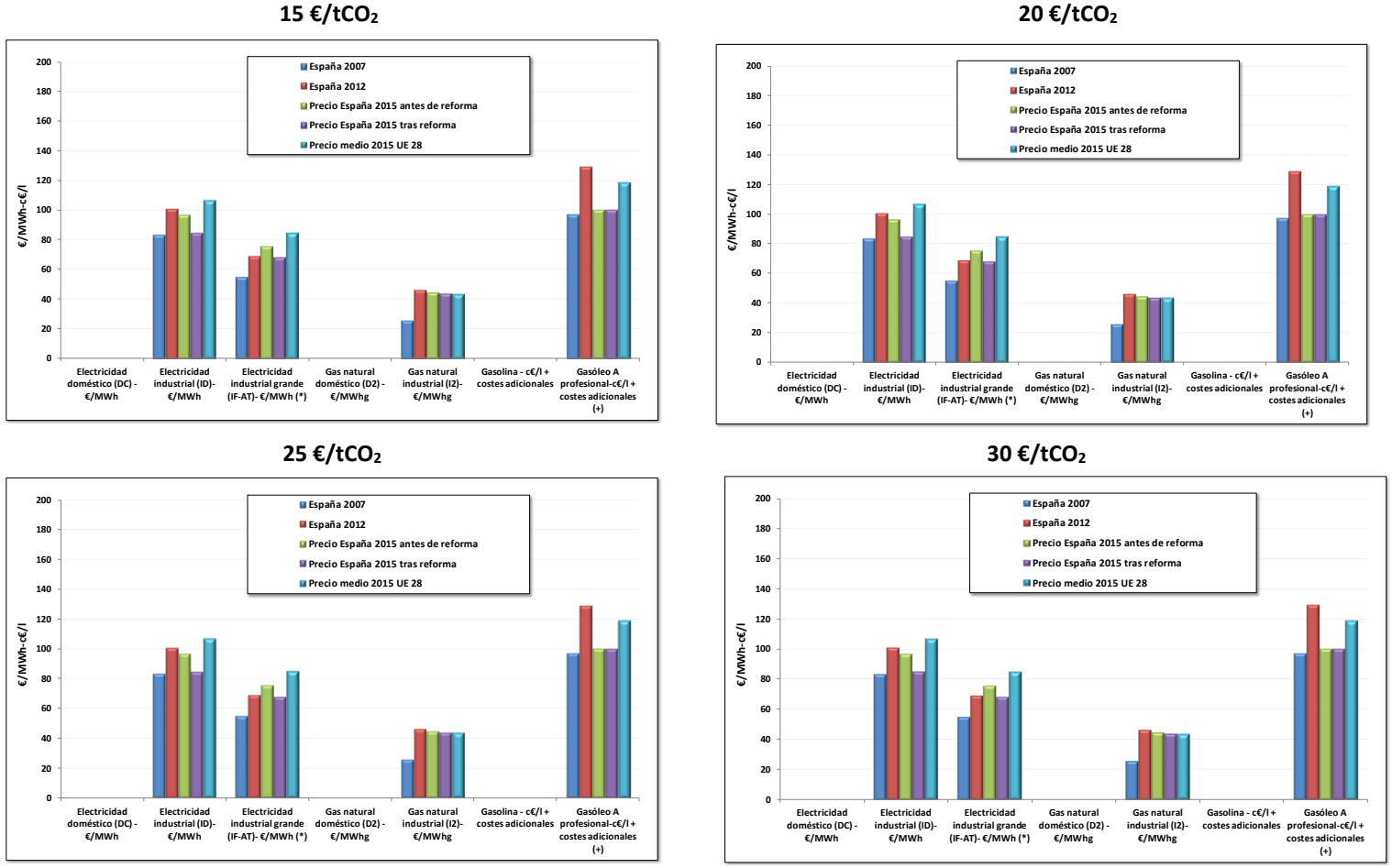
	Colectivos no eximidos				Colectivos eximidos				Energía
Impuesto CO2 (€/t)	15	20	25	30	15	20	25	30	eximida
Electricidad Baja Tensión	-6,8	-6,3	-5,5	-4,8					0%
Electricidad Media Tensión	-5,6	-4,0	-2,1	-0,2	-12,6	-12,7	-12,3	-12,0	41%
Electricidad Alta Tensión	-0,7	1,8	4,9	7,8	-9,7	-10,0	-9,6	-9,5	82%
Gas Natural Grupo 3	5,8	6,6	7,4	8,2					0%
Gas Natural Grupo 2 (No ETS)	13,0	15,3	17,6	19,9	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	84%
Gas Natural Grupo 2 (ETS)	7,3	9,7	12,1	14,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	
Gasolina	1,8	1,8	1,8	1,9					0%
Gasóleo A	28,6	28,6	28,6	28,7	0,0	0,0	0,0	0,0	12%
Gasóleo B					0,0	0,0	0,0	0,0	100%
Gasóleo C	-4,1	-2,1	-0,1	1,9					0%
Fuelóleo uso industrial (No ETS)	15,9	20,0	24,1	28,2	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	50%
Fuelóleo uso industrial (ETS)	7,3	11,6	15,8	19,9	-4,2	-4,2	-4,2	-4,2	
GLP	2,6	3,1	3,6	4,2					0%

En el caso de los precios del gas, el impacto es siempre creciente con los tipos impositivos al CO_2, salvo en los colectivos eximidos. Hay que tener en cuenta que, a diferencia de la electricidad, no se ha modelizado el cambio en el precio de equilibrio en el mercado de gas. La razón es que el precio del gas (antes de impuestos y recargos) se considera determinado en los mercados internacionales.

Ése es el mismo supuesto, razonable por otro lado, en el caso de los combustibles derivados del petróleo. En este caso, sin embargo, el efecto de un aumento en el impuesto al CO_2 es incluso ligeramente decreciente, lo que podría parecer extraño. La razón reside en que el aumento de la recaudación por el impuesto al CO_2 se ve compensada por la reducción del recargo a las renovables. Por ejemplo, en el caso del gasóleo A y B, los ingresos por el impuesto de CO_2 se incrementan desde 1.090 M€ con 15 €/tCO_2 a 2.180 con 30 €/tCO_2. Sin embargo, ese aumento se compensa con que el hecho de que el recargo por renovables sea casi nulo en el escenario de 30 €/tCO_2, mientras que era igual a 944 M€ en el caso de 15 €/tCO_2.

Los gráficos siguientes permiten comparar los precios de la energía resultantes de la reforma fiscal simulada con los existentes en España en los años 2007, 2012 y 2015 (antes de la reforma) y con la media de la UE. Se diferencian las comparaciones de precios según los colectivos de consumidores estén eximidos/bonificados o no lo estén, para los distintos niveles de precios objetivo del CO_2 simulados.

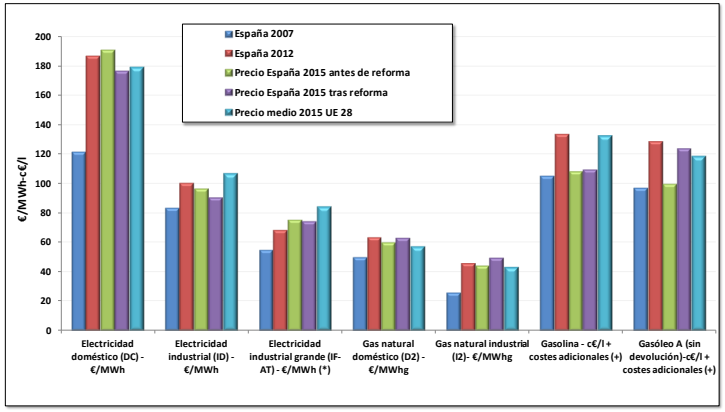
Gráfico 2.1.4. Impacto comparado de la simulación sobre los precios de la energía. Colectivos sí eximidos/bonificados – distintos tipos impositivos CO_2



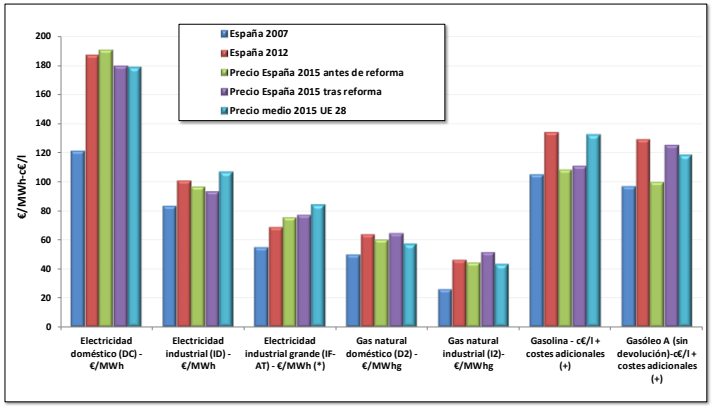
(+) Costes adicionales: impuestos circulación y matriculación, seguros, peajes, viñetas. Datos 2013 para UE

Gráfico 2.1.5. Impacto comparado de la simulación sobre los precios de la energía. Colectivos no eximidos/bonificados – distintos tipos impositivos CO_2

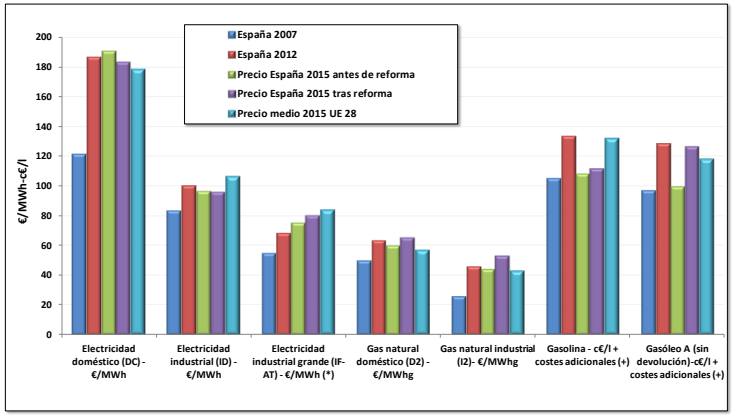
15 €/tCO_2



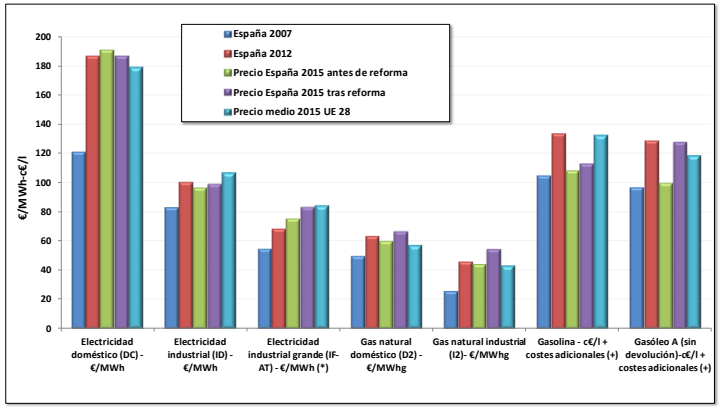
20 €/tCO_2



25 €/tCO_2



30 €/tCO_2



(+) Costes adicionales: impuestos circulación y matriculación, seguros, peajes, viñetas. Datos 2013 para UE

La siguiente tabla sintetiza el balance financiero de las simulaciones.

Tabla 2.1.11. Balance financiero de las simulaciones, para diferentes tipos impositivos al CO_2 Valores en M€

	TIPO IMPOSITIVO (€/tCO2)					TIPO IMPOSITIVO (€/tCO2)			
	15	20	25	30		15	20	25	30
COSTES A FINANCIAR					**RECAUDACIÓN**				
Renovables	4.586	4.399	4.182	3.973	**Subastas CO2**	343	343	343	343
Biocombustibles	425	425	425	425	**Impuesto CO2**	2.439	3.436	4.402	5.343
FONDO NACIONAL MEDIO AMBIENTE	*5.011*	*4.825*	*4.607*	*4.398*	**Impuesto otras emisiones**	3.037	3.011	2.984	2.956
					TOTAL SUBASTAS E IMPUESTOS AMBIENTALES	*5.820*	*6.790*	*7.729*	*8.642*
PÉRDIDA INGRESOS AAPP	13.897	13.897	13.897	13.897	**RECARGO RENOVABLES**	2.193	1.476	760	79
					RECARGO CARRETERAS	12.597	12.597	12.597	12.597
					TOTAL RECAUDACIÓN	*20.610*	*20.864*	*21.087*	*21.318*
					Industria sometida a competencia internacional	-554	-902	-1.250	-1.598
					Profesionales del transporte	-653	-692	-730	-769
					Consumidores de gasóleo B	-494	-548	-602	-656
					TOTAL EXENCIONES	*-1.702*	*-2.142*	*-2.583*	*-3.023*
TOTAL COSTES A FINANCIAR	**18.908**	**18.722**	**18.504**	**18.295**	**RECAUDACIÓN NETA DE EXENCIONES**	**18.908**	**18.722**	**18.504**	**18.295**
SUPERAVIT DE RECAUDACIÓN	0	0	0	0					

El balance financiero detallado por sector se recoge en la siguiente tabla.

Tabla 2.1.12. Balance comparado para diferentes valores del tipo impositivo del CO_2 Resultados detallados para los ingresos por tipo de producto y para los costes

INGRESOS (M€)

Tipo Impositivo al CO2 (€/t)	15	20	25	30
Subastas CO2	343	343	343	343
Impuesto CO2 generación electricidad	467	749	999	1.224
Impuesto otras emisiones generación electricidad	415	389	362	334
Recargo renovables electricidad	786	531	275	29
Exenciones consumo eléctrico	-340	-572	-803	-1.035
TOTAL SECTOR ELÉCTRICO	**1.671**	**1.440**	**1.176**	**894**
Impuesto CO2 uso final gas natural uso doméstico	207	276	345	414
Impuestos otras emisiones uso final gas natural uso doméstico	29	29	29	29
Recargo renovables gas natural doméstico	127	86	44	5
Exenciones consumo gas doméstico	0	0	0	0
TOTAL GAS NATURAL USO DOMÉSTICO	**362**	**390**	**418**	**447**
Impuestos CO2 uso final gas natural uso industrial	220	339	458	576
Impuestos ambientales uso final gas natural uso industrial	49	49	49	49
Recargo renovables gas natural industrial	20	14	7	1
Exenciones consumo gas industrial	-185	-284	-384	-484
TOTAL GAS NATURAL USO INDUSTRIAL	**104**	**117**	**130**	**142**
Impuesto CO2 gasolina	204	272	340	408
Impuesto otras emisiones gasolina	273	273	273	273
Recargo renovables gasolina	206	138	71	7
Recargo financiación carreteras gasolina	2.055	2.055	2.055	2.055
Exenciones consumo gasolina	0	0	0	0
TOTAL GASOLINA	**2.738**	**2.739**	**2.739**	**2.744**
Impuesto CO2 gasóleo A y B	1.090	1.454	1.817	2.180
Impuesto otras emisiones gasóleo A y B	2.255	2.255	2.255	2.255
Recargo renovables gasóleo A y B	944	633	324	34
Recargo financiación carreteras gasóleo A y B	10.542	10.542	10.542	10.542
Exenciones consumo gasóleo A y B	-1.147	-1.240	-1.332	-1.425
TOTAL GASÓLEO A y B	**13.684**	**13.644**	**13.606**	**13.586**
Impuestos CO2 gasóleo C	103	138	172	206
Impuestos ambientales gasóleo C	5	5	5	5
Recargo renovables gasóleo C	37	25	13	1
Exenciones consumo gasóleo C	0	0	0	0
TOTAL GASÓLEO C	**145**	**168**	**191**	**213**
Impuestos CO2 uso final fuelóleo	60	93	126	158
Impuestos ambientales uso final fuelóleo	6	6	6	6
Recargo renovables fuelóleo	11	8	4	0
Exenciones consumo fuelóleo	-30	-46	-63	-79
TOTAL FUELÓLEO	**47**	**60**	**73**	**86**
Impuestos CO2 GLP	87	116	146	175
Impuestos ambientales GLP	5	5	5	5
Recargo renovables GLP	62	42	21	2
Exenciones consumo GLP	0	0	0	0
TOTAL GLP	**155**	**163**	**172**	**182**
TOTAL INGRESOS	**18.908**	**18.722**	**18.504**	**18.295**

COSTES (M€)

Tipo Impositivo al CO2 (€/t)	15	20	25	30
ENERGÍAS RENOVABLES				
Base 2015	5.319	5.319	5.319	5.319
Supresión Impuestos Ley 15/2012	-677	-677	-677	-677
Ahorro Ro por subida precio	-74	-261	-478	-687
Nuevos Impuestos	18	18	18	18
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	4.586	4.399	4.182	3.973
BIOCOMBUSTIBLES	425	425	425	425
TOTAL FONDO	5.011	4.825	4.607	4.398
PÉRDIDA INGRESOS AAPP	13.897	13.897	13.897	13.897
TOTAL COSTES	**18.908**	**18.722**	**18.504**	**18.295**
SALDO (Ingresos - Costes)	0	0	0	0

La tabla siguiente recoge el impacto medio en el coste de la energía (sólo electricidad y gas[36]) por sectores industriales. Los sectores 1 a 19 corresponden al colectivo de los eximidos; y aquéllos del 20 al 35, al de los no eximidos. Se han marcado en gris los sectores que, en cada escenario, experimentarían una subida de sus costes de la energía.

36 La tabla input-output no desagrega los consumos de derivados del petróleo en cada subsector.

Tabla 2.1.13. Impacto comparado de las simulaciones en el coste medio de la energía (sólo gas y electricidad) para diferentes valores del tipo impositivo al CO_2 por sectores industriales

			Incremento coste medio de gas y electricidad (%) para diferentes valores del tipo impositivo del CO2 en €/t			
	Sector	VAB/PIB	15	20	25	30
tálicos	1	0,0%	-9,7%	-10,0%	-9,6%	-9,5%
metálicos	2	0,2%	-8,9%	-9,1%	-8,8%	-8,6%
s	3	0,8%	-9,5%	-9,5%	-9,2%	-9,0%
	4	0,3%	-11,7%	-11,8%	-11,4%	-11,2%
	5	0,2%	-9,3%	-9,3%	-9,1%	-8,9%
la peletería	6	0,2%	-9,8%	-9,8%	-9,6%	-9,4%
corcho	7	0,3%	-12,2%	-12,2%	-11,9%	-11,6%
	8	0,3%	-9,3%	-9,4%	-9,1%	-8,9%
	9	1,0%	-7,0%	-7,2%	-7,0%	-6,9%
rias plásticas	10	0,5%	-8,5%	-8,7%	-8,4%	-8,3%
l y yeso	11	0,2%	-9,2%	-9,4%	-9,1%	-8,9%
luctos de vidrio	12	0,1%	-5,6%	-5,7%	-5,5%	-5,4%
	13	0,2%	-4,2%	-4,3%	-4,2%	-4,1%
ctos minerales no metálicos	14	0,4%	-8,9%	-9,2%	-8,9%	-8,7%
	15	0,7%	-7,8%	-8,0%	-7,7%	-7,6%
y material eléctrico	16	0,3%	-12,3%	-12,4%	-12,0%	-11,7%
ctrónico	17	0,1%	-12,3%	-12,4%	-12,0%	-11,7%
rgicos y de precisión	18	0,1%	-12,2%	-12,3%	-11,9%	-11,7%
	19	0,0%	-12,6%	-12,6%	-12,3%	-12,0%
a	20	2,0%	-6,1%	-3,4%	-0,3%	2,7%
orestal	21	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	22	0,1%	6,2%	9,5%	13,0%	16,4%
tribución de agua	23	0,2%	-6,9%	-5,3%	-3,4%	-1,6%
	24	0,4%	-3,4%	-0,6%	2,6%	5,6%
	25	0,1%	-1,4%	1,5%	4,8%	7,9%
	26	0,0%	-5,0%	-2,3%	0,8%	3,9%
zado	27	0,1%	-5,1%	-2,4%	0,7%	3,7%
	28	0,7%	-4,6%	-1,9%	1,3%	4,3%
etálicos	29	1,2%	-0,6%	3,1%	7,3%	11,4%
nico	30	0,8%	-5,0%	-2,3%	0,8%	3,8%
pos informáticos	31	0,1%	-4,1%	-1,3%	1,9%	4,9%
motor y remolques	32	0,9%	-4,0%	-1,2%	2,0%	5,0%
l de transporte	33	0,3%	-4,4%	-1,6%	1,6%	4,6%
manufactureras	34	0,5%	-5,2%	-2,5%	0,6%	3,6%
	35	8,4%	-5,4%	-2,7%	0,4%	3,4%

Por último, el impacto del aumento del tipo impositivo al CO_2 se puede evaluar tanto en términos de PIB, como por su impacto sobre los hogares, como por su impacto sobre las emisiones.

Por lo que se refiere al primero, un mayor tipo impositivo no afecta al crecimiento esperado del PIB en términos reales.

Tabla 2.1.14. Impacto macroeconómico comparado para diferentes tipos impositivos al CO_2

	Tipo impositivo al CO2							
	15		20		25		30	
	Variación		Variación		Variación		Variación	
	(#)	(%)	(#)	(%)	(#)	(%)	(#)	(%)
Empleo (miles)	280	1,6%	282	1,6%	273	1,5%	268	1,5%
Parados (miles)	-280	-3,1%	-282	-3,1%	-273	-3,1%	-268	-3,1%
Tasa paro (%)		-1,2%		-1,2%		-1,2%		-1,2%
PIB nominal (M€)	14.336	1,3%	14.788	1,4%	14.795	1,4%	14.926	1,4%
Variación índice precios		0,5%		0,5%		0,6%		0,6%
PIB real (M€)		0,8%		0,8%		0,8%		0,8%
Recaudación impuestos (M€)	941	0,2%	1.296	0,3%	1.694	0,4%	2.076	0,5%

Tampoco se ve significativamente afectada la situación de los hogares, tal y como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 2.1.15. Impacto final sobre los hogares para diferentes tipos impositivos al CO_2

		Impacto Final para diferentes tipos impositivos al CO2							
	Ingresos anuales	15		20		25		30	
	(€/año)	(€/año)	(%)	(€/año)	(%)	(€/año)	(%)	(€/año)	(%)
Hogar Medio	22.383	76	0,3%	92	0,4%	102	0,5%	111	0,5%

En segundo lugar, el impacto medioambiental es, como cabe esperar, claramente decreciente en relación con los tipos impositivos al CO_2. La siguiente tabla compara los resultados en términos de reducción porcentual de las emisiones de España para las emisiones de CO_2, NO_x, SO_2 y partículas.

Tabla 2.1.16. Impacto medioambiental con distintos tipos impositivos al CO_2 (*)

	15 €/tCO2	20 €/tCO2	25 €/tCO2	30 €/tCO2
CO2	-2,0%	-3,5%	-5,2%	-6,7%
NOx	-4,5%	-5,0%	-5,5%	-6,1%
SO2	-0,4%	-2,3%	-4,3%	-6,5%
Partículas	-0,6%	-0,7%	-0,9%	-1,1%

(*) Incluye impacto de la subida del PIB, pero no cambios en su composición

ANEXO 2.1.2. SIMULACIÓN DEL IMPACTO DE UNA REFORMA FISCAL EN EL SECTOR ENERGÉTICO SIN IMPUESTOS AMBIENTALES

La sustitución de los actuales impuestos especiales por impuestos que graven estrictamente el daño ambiental de las emisiones contaminantes (tal y como se propone en el Anexo 2.1.1 de este Capítulo) puede entrañar cierta complejidad y llevar un cierto tiempo.

Dada la importancia de avanzar en el diseño eficiente de los peajes de acceso/cargos actualmente incluidos en la tarifa eléctrica de cara a impulsar el proceso de electrificación, en este Anexo se plantea la posibilidad de abordar de forma parcial la propuesta de modificación de la financiación de las energías renovables sin abordar la reforma fiscal completa.

Son varias las opciones posibles. En este caso, y a título ilustrativo, se va a simular uno de los escenarios posibles referido al año 2015.

La simulación consiste en calcular el recargo que permitiría financiar todos los sobrecostes de las energías renovables en 2015 (eléctricas y biocombustibles) suponiendo que se cuenta con los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión en el mercado ETS, pero no se cuenta con recursos procedentes de la creación de nuevos impuestos a las emisiones de gases a la atmósfera (CO_2, SO_2, NO_x, partículas, etc.).

Al mismo tiempo, se suprime el actual impuesto que grava al 7% el valor de la producción de energía eléctrica (Ley 15/2012). Pero, no se suprimen los actuales impuestos especiales al consumo de carbón y de hidrocarburos establecidos por la Ley 15/2012.

Como ya se ha apuntado, en la actualidad, tras el resultado de las últimas subastas de renovables, el primer componente del recargo para financiar las energías renovables es de 0 €/MWh.

Por tanto, en esta simulación, la financiación del sobrecoste de las renovables eléctricas ya instaladas y de los biocombustibles correrá a cargo de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de CO_2 (343 M€), más los ingresos de los impuestos especiales al consumo de carbón y de hidrocarburos establecidos por la Ley 15/2012 y no eliminados, más el segundo componente del recargo necesario para financiar las energías renovables del pasado. De nuevo, ese recargo se define como un porcentaje fijo que se aplica al valor de toda la energía final consumida antes de IVA, evitando así distorsiones en los precios relativos, y ya se adelanta que su valor en la simulación resulta ser igual a 7,5%.

La utilización de este recargo transfiere fondos desde otras energías finales al sistema de financiación del sector eléctrico, lo que permite reducir los cargos en 2.225 M€. La supresión del impuesto de la Ley 15/2012 a la generación eléctrica permite reducir el precio del mercado eléctrico en torno a 1,9 €/MWh. Es importante señalar que el efecto es neutral desde el punto de vista de los Presupuestos Generales del Estado, que no modifican sus ingresos (distintos al IVA) ni sus gastos ya que los recursos por el recargo se ingresan finalmente en el Fondo de Liquidaciones de la CNMC.

Para la financiación de las renovables no se han tenido en cuenta los recursos procedentes del impuesto que grava la producción y almacenamiento de residuos radioactivos ni los procedentes del canon hidráulico, que en la simulación se mantienen en su configuración actual.

Al igual que en la reforma fiscal del Anexo 2.1.1 de este Capítulo, en la simulación se aplican exenciones o bonificaciones del recargo a las industrias sometidas a competencia internacional de acuerdo con las directrices de la Comisión Europea, y a determinados colectivos sensibles (profesionales del transporte y los consumidores de gasóleo B).

El objetivo de la simulación es analizar el impacto final de estas modificaciones sobre los precios de los diferentes productos energéticos, sobre los costes de las industrias, sobre las variables macroeconómicas y sobre el medio ambiente.

RECAUDACIÓN

La tabla siguiente recoge el cálculo de los costes a financiar y las cifras de recaudación neta de las exenciones/bonificaciones contempladas.

Tabla 2.1.17. Estimaciones de recaudación neta de exenciones (en M€)

COSTES A FINANCIAR	
Renovables	**4.747**
Base 2015	*5.319*
Eliminación impuesto 7%	*-705*
Efecto variación precio pool	*134*
Biocombustibles	**425**
TOTAL COSTES A FINANCIAR	**5.172**

RECAUDACIÓN	
Subastas CO2	**343**
Impuestos Ley 15/2012	**646**
IE Hidrocarburos	*394*
IE Carbón	*252*
TOTAL SUBASTAS E IMPUESTOS	**990**
RECARGO RENOVABLES	**4.183**
RECAUDACIÓN NETA DE EXENCIONES	**5.172**

IMPACTO SOBRE LOS PRECIOS

La tabla siguiente recoge el impacto de la simulación sobre los precios de los diferentes consumidores por tipo de energía final, diferenciando entre colectivos eximidos y no eximidos. La tabla se corresponde con el caso de la elasticidad-precio de la demanda igual a cero y, por tanto, el impacto sobre los precios está estimado al alza.

Tabla 2.1.18. Impacto de la simulación sobre los precios de la energía

	Variación en el Precio (%)		Energía eximida
	Colectivos NO eximidos	Colectivos SÍ eximidos	(%)
Electricidad -BT (€/MWh)	-2,7%		0%
Electricidad -MT (€/MWh)	-2,0%	-8,8%	41%
Electricidad -AT (€/MWh)	1,7%	-5,4%	82%
Gas natural (grupo 3) (€/MWhg)	7,5%		0%
Gas natural (grupo 2) (€/MWhg)	7,5%	0,0%	84%
Gasolina (c€/litro)	6,3%		0%
Gasóleo A (c€/litro)	5,7%	-1,7%	12%
Gasóleo B bonificado (c€/litro)		0,0%	100%
Gasóleo C para uso doméstico (c€/litro)	7,5%		0%
Fuelóleo para uso industrial (€/kg)	7,5%	0,0%	50%
GLP para uso doméstico (€/kg)	7,5%		0%

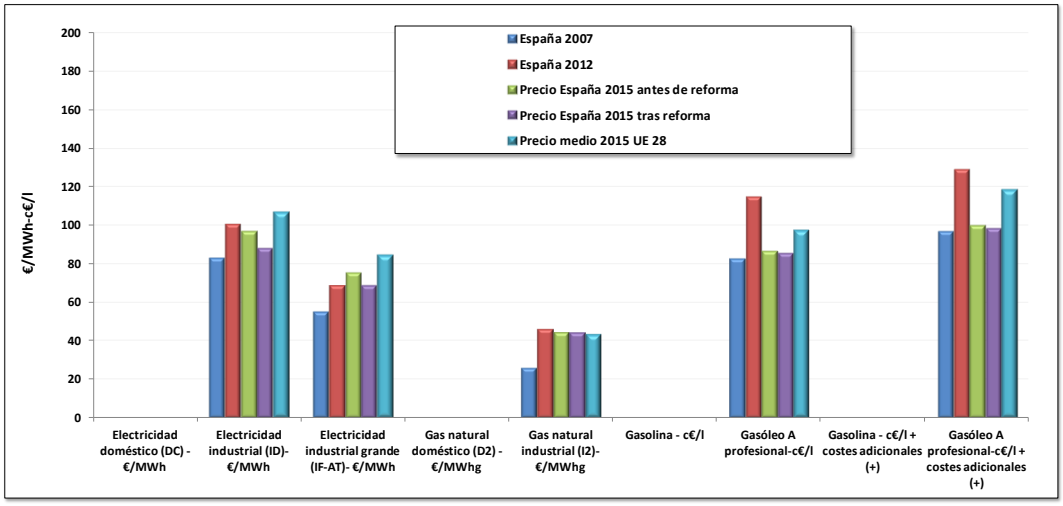
No se incluye el impacto sobre los consumidores industriales de gas natural del grupo 1 por desconocerse su peso en el consumo total de dicho grupo.

Se observa que la propuesta abarata el precio de la electricidad y encarece el precio del gas natural y de los derivados del petróleo.

La bajada del precio de la electricidad es especialmente significativa en el caso de las industrias sometidas a competencia internacional, que se benefician de una reducción de los peajes de acceso y de una bajada en el precio del mercado mayorista, al tiempo que quedan eximidas del nuevo recargo.

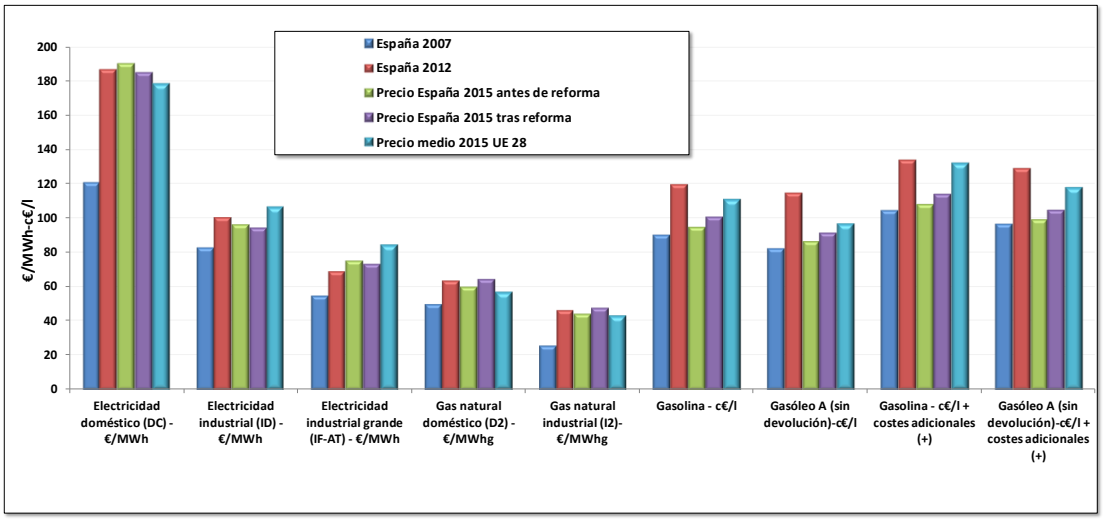
Los gráficos siguientes permiten comparar los precios de la energía resultantes de la simulación con los existentes en España en los años 2007, 2012 y 2015 (antes de la reforma propuesta para la financiación de las renovables) y con la media de la UE. Se diferencian las comparaciones de precios según los colectivos de consumidores estén eximidos (Gráfico 2.1.6) o no lo estén (Gráfico 2.1.7)

Gráfico 2.1.6. Impacto comparado de la simulación sobre los precios de la energía. Colectivos sí eximidos



(+) Costes adicionales: impuestos circulación y matriculación, seguros, peajes, viñetas. Datos 2013 para UE

Gráfico 2.1.7. Impacto comparado de la simulación sobre los precios de la energía. Colectivos no eximidos



(+) Costes adicionales: impuestos circulación y matriculación, seguros, peajes, viñetas. Datos 2013 para UE

IMPACTO SOBRE LAS INDUSTRIAS

Las industrias eximidas del pago del recargo experimentan, todas, una bajada del coste de la energía. En el caso de las industrias no eximidas, el efecto final sobre el coste energético dependerá del peso relativo que tengan la electricidad, el gas natural y los derivados del petróleo en la estructura de costes de cada empresa.

La tabla siguiente recoge el peso de cada sector productivo en el PIB español; también recoge el peso de la electricidad y del gas natural en su valor añadido, así como el impacto medio en el coste de la energía (sólo electricidad y gas[37]) en cada sector. Las industrias eximidas serían las comprendidas en los sectores 1 a 19 de la tabla siguiente.

Tabla 2.1.19. Impacto de la simulación sobre el coste medio ponderado la energía (electricidad + gas), por subsectores industriales

	VAB/PIB	Intensidad gas (gasto gas / VAB)	Intensidad electricidad (gasto electricidad/VAB)	Variación costes gas y electricidad (%)
Sector1	0,00%	0,0%	3,4%	-5,4%
Sector2	0,16%	1,7%	14,6%	-4,8%
Sector3	0,75%	2,2%	5,4%	-6,3%
Sector4	0,30%	0,7%	8,2%	-8,1%
Sector5	0,23%	2,6%	6,0%	-6,2%
Sector6	0,21%	0,8%	2,3%	-6,6%
Sector7	0,26%	0,3%	7,8%	-8,5%
Sector8	0,29%	6,0%	14,3%	-6,2%
Sector9	0,96%	3,4%	6,8%	-3,6%
Sector10	0,45%	1,8%	10,4%	-4,6%
Sector11	0,17%	1,0%	13,0%	-5,0%
Sector12	0,12%	7,5%	7,2%	-2,6%
Sector13	0,23%	12,2%	5,9%	-1,7%
Sector14	0,42%	1,3%	12,2%	-4,9%
Sector15	0,67%	3,6%	11,5%	-4,1%
Sector16	0,33%	0,3%	8,5%	-8,6%
Sector17	0,07%	0,2%	6,2%	-8,6%
Sector18	0,11%	0,1%	2,9%	-8,5%
Sector19	0,03%	0,0%	11,2%	-8,8%
Sector20	1,98%	0,0%	2,1%	-2,0%
Sector21	0,15%	0,0%	0,0%	0,0%
Sector22	0,11%	0,7%	0,3%	4,3%
Sector23	0,18%	0,2%	5,0%	-2,4%
Sector24	0,39%	0,8%	4,9%	-0,7%
Sector25	0,14%	3,0%	8,8%	0,4%
Sector26	0,05%	0,1%	2,1%	-1,5%
Sector27	0,14%	0,3%	4,7%	-1,5%
Sector28	0,67%	0,3%	3,7%	-1,3%
Sector29	1,17%	0,5%	5,7%	2,1%
Sector30	0,83%	0,2%	3,6%	-1,5%
Sector31	0,05%	0,3%	2,5%	-1,0%
Sector32	0,90%	0,8%	6,3%	-0,9%
Sector33	0,26%	0,4%	3,7%	-1,1%
Sector34	0,51%	0,1%	1,9%	-1,6%
Sector35	8,42%	0,0%	0,6%	-1,7%

Se observa que, en todos los sectores eximidos, el coste medio de la energía se reduce; y, en los no eximidos, sólo hay tres colectivos (señalados en gris) que ven encarecido el coste de la energía, pero con un impacto moderado.

37 La tabla input-output no desagrega los consumos de derivados del petróleo en cada subsector.

IMPACTO SOBRE EL PIB, EL EMPLEO Y LOS PRECIOS

Utilizando un modelo de equilibrio general para la economía española[38], se obtiene que la simulación podría dar lugar a un crecimiento del PIB nominal del 0,9%; un crecimiento de los precios del 0,4% (es decir, un crecimiento del PIB real del 0,5%) y a un crecimiento del empleo que podría superar los 167 mil trabajadores.

El modelo indica que, como consecuencia del crecimiento de la actividad económica, la hacienda pública incrementaría su recaudación de IRPF e IVA[39] en 1.249 M€. El modelo simula una devolución de dicha recaudación a todos los consumidores en forma de una transferencia a cada familia (68 €/hogar/año). Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 2.1.20. Impacto de la simulación sobre el PIB, los precios, el empleo y la recaudación de IVA e IRPF

	Variación	
	(#)	(%)
Empleo (miles)	167	0,9%
Parados (miles)	-167	-3,5%
Tasa paro (%)		-0,7%
PIB nominal (M€)		0,85%
Variación índice precios		0,4%
PIB real (M€)		0,5%
Recaudación impuestos (M€)	1.249	0,3%

IMPACTO SOBRE LOS HOGARES

La siguiente tabla recoge el impacto de la simulación sobre el gasto medio de los hogares, desglosado por decil de renta.

En la columna [1], se detalla la renta media del hogar en €/año, valor que equivale a los ingresos medios netos de impuestos: 22.383 M€, en el caso del hogar medio.

En la columna [2], se muestra el impacto directo del incremento de los precios de los productos energéticos sobre el gasto de cada hogar, sin tener en cuenta el impacto que la simulación tiene sobre el PIB ni sobre el IRPF. En esta columna, un signo negativo equivale a un incremento del gasto.

En la columna [3] se muestra el impacto directo del incremento del resto de precios de la cesta de consumo (productos energéticos excluidos) sobre el gasto de cada hogar, sin tener en cuenta el impacto que la simulación tiene sobre el PIB ni sobre el IRPF. De nuevo, un signo negativo equivale a un incremento del gasto.

La columna [4] recoge la suma de las columnas [2] y [3]; es decir, el impacto total sobre el gasto derivado del incremento de todos los precios.

38 Ver descripción en el Anexo 2.1.1

39 En la simulación, no está modelizado el Impuesto de Sociedades.

Tabla 2.1.21. Impacto de la Reforma sobre la renta disponible (en €/año) del hogar representativo, para cada decil de renta

		Impacto sobre la Renta Disponible						
	Ingresos del hogar Medio	… a través del gasto vía incremento de precios energéticos	… a través del gasto vía incremento de otros precios	… a través del gasto vía incremento de precios (TOTAL)	… a través de la renta vía incremento del PIB	… a través de la renta vía devolución del incremento de recaudación	IMPACTO FINAL	
	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(€/año)	(%)
	[1]	[2]	[3]	[4]=[2]+[3]	[5]=[1]×Inc PIB	[6]	[7]=[4]+[5]+[6]	[8]=[7]/[1]
Hogar Medio	22.383	-76	-32	-108	190	68	150	0,7%
1	5.333	-22	-16	-38	45	68	76	1,4%
2	9.371	-29	-22	-51	80	68	97	1,0%
3	11.983	-44	-24	-68	102	68	102	0,8%
4	14.710	-57	-27	-84	125	68	109	0,7%
5	17.191	-63	-28	-92	146	68	122	0,7%
6	20.698	-81	-32	-114	176	68	130	0,6%
7	24.821	-88	-35	-123	211	68	156	0,6%
8	28.939	-100	-37	-137	246	68	177	0,6%
9	35.325	-124	-45	-169	300	68	199	0,6%
10	55463	-154	-56	-210	471	68	329	0,6%

La columna [5] recoge el impacto que el incremento del PIB tiene sobre la renta media de los hogares, bajo el supuesto de que dicho incremento del PIB beneficia a todos los deciles por igual en términos porcentuales (es decir, todos los deciles experimentan el mismo incremento porcentual del 0,9% en su nivel de renta).

En la columna [6], se recoge el incremento de renta del que se benefician los hogares como consecuencia de la devolución del incremento de recaudación al que da lugar la simulación (a través del IVA y del IRPF), y bajo el supuesto de que se hace una transferencia a todos los hogares en el mismo importe (68 euros/hogar/año).

En las últimas columnas se muestra el efecto neto de la Reforma sobre la renta disponible de los hogares. Para ello, se suman:

- el impacto que la Reforma tiene sobre el gasto de los hogares,
- el impacto que el crecimiento del PIB tendría sobre la renta y
- el incremento de renta del que se benefician los hogares como consecuencia de la devolución del incremento de recaudación impositiva.

En la columna [7] se muestra el impacto en términos absolutos (en €/año) y en la columna [8] se muestra el impacto en porcentaje sobre la renta media antes de la simulación. Un signo positivo representa un *incremento* de la renta disponible del hogar.

Se observa que, el hogar medio experimenta un incremento neto de su renta disponible de 150 €/año (es decir, un 0,7% de su renta media). Este incremento resulta del aumento de su renta por crecimiento del PIB (190 €/año), más el crecimiento de su renta por devolución del incremento de recaudación (68 €/año) menos el incremento del gasto tras la subida de los precios inducidos por la simulación (108 €/año). El impacto es, por tanto, sensible al incremento del PIB.

Asimismo, se observa que el impacto neto de la simulación es progresivo, ya que, en porcentaje a su nivel inicial, el incremento de renta disponible es mayor en los hogares con menor renta disponible.

IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Utilizando las mismas elasticidades-precio de la demanda a largo plazo que, en el capítulo dedicado a la reforma fiscal y estimaciones de las emisiones marginales de cada producto energético, se pueden obtener los impactos de la reforma en el largo plazo sobre las emisiones de CO_2, NO_x, SO_2 y partículas, que se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 2.1.22. Impacto sobre las emisiones de contaminantes a la atmósfera – estimaciones l/p

	CO2	NOx	SO2	Partículas
Por cambio precios energéticos (kt)	-1.884	-9	0	-1
Por subida del PIB (kt) (*)	1.174	4	1	1
Total (kt)	-710	-5	1	0
Total (% sobre emisiones España)	**-0,3%**	**-0,6%**	**0,5%**	**0,2%**

(*) Sin considerar cambios en la composición del PIB

Se observa que la simulación tiene un impacto positivo sobre el medio ambiente, pues se reducen las emisiones de CO_2, principal gas de efecto invernadero, y sobre el NO_x, principal causa de contaminación de las grandes ciudades. Crecen las emisiones de SO_2 y de partículas debido al crecimiento del PIB.

2.2. PRINCIPIOS PARA UN DISEÑO EFICIENTE DE LOS PEAJES DE ACCESO

Los peajes de acceso[40] son componentes muy importantes del precio final de la energía pagado por el consumidor. Su diseño debería permitir obtener los ingresos necesarios para la retribución de costes regulados del sistema, fundamentalmente de naturaleza fija (*costes hundidos*) y, en menor medida, de naturaleza incremental (*costes evitables*); y al mismo tiempo, debería garantizar la eficiencia en la imputación de dichos costes. Unos peajes de acceso mal diseñados pueden provocar diversos efectos negativos, por ejemplo, discriminar a unos consumidores frente a otros o inducir a los consumidores a sustituir erróneamente energía barata por energía cara. En todos los casos se incurre en una ineficiencia asignativa, y en consecuencia en una pérdida de bienestar social.

Por el contrario, un buen diseño de los peajes de acceso puede promover la modernización de los sistemas eléctrico y gasista y contribuir a alcanzar los objetivos de descarbonización.

En este capítulo se describen los principios básicos de diseño de los peajes de acceso para que proporcionen las señales adecuadas a todos los agentes, en un contexto en el que la generación distribuida puede tener un papel cada vez más relevante y en el que va a culminar el despliegue de los contadores inteligentes y, por tanto, pueden aprovecharse las ventajas que éstos ofrecen para promover la gestión de la demanda. Asimismo, se hacen recomendaciones específicas para los peajes de acceso aplicados actualmente en los sectores de electricidad y gas en España.

2.2.1. TIPOLOGÍA DE COSTES ACTUALMENTE FINANCIADOS POR LOS PEAJES DE ACCESO

Los costes regulados del sistema energético que se financian a través de los peajes de acceso a las redes responden a dos categorías claramente diferenciadas en función de si están (o no) directamente relacionados con el suministro de energía en el momento en el que lo demanda el consumidor. En el contexto de este capítulo, diremos que un coste "está relacionado con el suministro" cuando es el consumidor (o, en su caso, el generador) quien lo induce cuando demanda (u ofrece) el servicio. Si no es el consumidor quien lo induce, diremos que se trata de un coste "no relacionado con el suministro".

En el caso del sector eléctrico, los costes regulados relacionados con el suministro que se recuperan mediante los peajes de acceso son los costes de las redes de transporte y de distribución. En consecuencia, la recaudación obtenida por la aplicación de los peajes de

40 En el caso de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y respondiendo a la terminología utilizada en las directivas europeas, se diferencia entre "peajes" y "cargos" (artículo 16.1). Los primeros se reservan a la cobertura de las redes de transporte y distribución; y los segundos se refieren a otros aspectos regulados del sistema que no se definen explícitamente. Por su parte, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (modificada por la Ley 8/2015) se refiere a "peajes y cánones" sin establecer una diferencia entre ambos conceptos (artículos 91.1 y 92.1). En este informe, el término "peajes de acceso" se utilizará indistintamente para referirse a peajes, cargos y cánones en el sector eléctrico y gasista.

acceso debería permitir cubrir la retribución regulada a las actividades de transporte y distribución[41]. Este criterio se cumple sobradamente todos los años; en concreto, en el año 2016 la recaudación de los peajes de acceso ascendió a casi 14.000 M€ y la retribución del transporte y la distribución fue de casi 7.000 millones de euros[42].

Además de la retribución de las redes, los consumidores financian con los peajes otros costes que no están directamente relacionados con el suministro de energía. Las partidas más relevantes son las relacionadas con los extra costes de los sistemas de apoyo a las instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos (RECORE), los sobrecostes de las instalaciones de generación en territorios no peninsulares y las anualidades de la deuda eléctrica.

En lo que respecta al RECORE, sólo puede considerarse *coste del suministro eléctrico* el coste de la generación con estas tecnologías valorado a precios estrictamente de mercado (pues éstos reflejan el coste de oportunidad del consumidor). Los costes de generar con estas tecnologías por encima de los precios del mercado no son imputables a una necesidad del suministro, sino a una obligación impuesta exógenamente al consumidor. Su volumen se eleva a 6.283 M€ en 2016. En cuanto a los sobrecostes de la generación en territorios no peninsulares, por definición, no son un coste del suministro, sino que responden a una medida de política de solidaridad interterritorial. La cuantía que se financia desde los peajes de acceso se eleva a 592 M€ en 2016. En el caso de ambos sobrecostes, su reflejo en los peajes de acceso ha de ser objeto de un tratamiento específico a efectos de evitar distorsiones.

Otra partida a tener en cuenta es la anualidad de la deuda eléctrica acumulada (2.840 M€ en 2016). Esta partida no está relacionada con el coste del suministro presente, sino que se trata del coste regulado de un suministro pasado y, por tanto, no representa un coste marginal o incremental asociado al consumo cuando se eleva la demanda de electricidad. En consecuencia, su repercusión en los peajes de acceso actuales también puede distorsionar el comportamiento presente del consumidor y el diseño de su financiación también exige un análisis específico.

Estos tres componentes mencionados suman una cuantía conjunta que resulta superior a los costes de retribución de las redes que, como se ha señalado, sí es una actividad directamente vinculada a la energía que recibe el consumidor.

En el caso del sector del gas (datos de 2016), los costes relacionados con el suministro incluyen la retribución al transporte (838 M€), la distribución (1.340 M€), la regasificación (459 M€) y los almacenamientos subterráneos (135 M€)[43].

Entre los costes no relacionados con el suministro de gas, se incluyen los pagos por la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural denominado “Castor” (81 M€); estos costes son financiados actualmente con los ingresos

41 En el sector eléctrico, además del transportista único REE, casi 330 empresas perciben retribuciones como distribuidores, si bien los cinco sujetos de mayor tamaño son destinatarios del 92% del importe total de la retribución reconocida a la actividad de distribución de energía eléctrica para ese año.

42 Véase Cuadro 1 en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1867082.pdf

43 En 2016 la retribución a los transportistas en el sector del gas afectó a 16 operadores (concentrada en ENAGAS, que posee más del 90% de la red de transporte), y en el caso de la distribución la liquidación de actividades afectó a 20 operadores.

de los peajes a pesar de que esta infraestructura no ha prestado servicios al sistema. En cuanto a los costes no relacionados con el suministro presente sino pasado (que, de nuevo, no son costes marginales o incrementales que aumenten si se eleva la demanda de gas), están: i) el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010 (34 M€); y ii) la anualidad de la deuda[44].

En los Anexos 2.2.1 y 2.2.2 de este Capítulo, se incluyen los desgloses de ingresos y gastos de los sistemas de liquidaciones de electricidad y gas natural, respectivamente, correspondientes al año 2016.

2.2.2. CRITERIOS PARA EL DISEÑO ÓPTIMO DE LOS PEAJES DE ACCESO

Los ingresos por peajes de acceso son la principal (aunque no la única[45]) fuente de ingresos del sistema de liquidaciones reguladas de electricidad y de gas. Su finalidad es la financiación de los costes regulados de cada sistema (eléctrico o gasista).

En el sector eléctrico, los ingresos por peajes de acceso (13.956 M€ en 2016) provienen en un 99% de peajes a consumidores finales de electricidad (13.815 M€) –de los que el 75% son asumidos por los consumidores conectados a baja tensión[46]-, de contribuciones mucho menores de productores (129 M€) y de consumidores que, sin tener derecho a acogerse al PVPC, transitoriamente carecen de un contrato de suministro (10 M€). La recaudación destinada a financiar los pagos por capacidad fue de 681 M€[47].

En el caso del gas[48], los ingresos por peajes de transporte y distribución (2.479 M€ en 2016) suponen el 87% de los ingresos totales, seguidas en relevancia por los peajes de regasificación (129 M€), el canon de almacenamiento subterráneo (113 M€) y el canon de almacenamiento de GNL (75 M€)[49].

44 El Informe de la CNMC sobre el estado actual de la deuda del sistema gasista de 16 de marzo de 2017, la fijaba, a 31 de diciembre de 2016, en 2.470,8 M€. Para 2018, la anualidad presupuestada se eleva a 103 M€.

45 En el sector eléctrico español, además de los ingresos de los peajes y cargos que se cobran a través de la factura eléctrica, el sistema de liquidaciones cuenta con los ingresos de las subastas de derechos de emisión de CO_2 y con ingresos de los Presupuestos Generales del Estado equivalentes a lo recaudado por los impuestos creados por la Ley 15/2012 (ambos, por un total de 2.785 M€ en 2016). Además, el 50% de los sobrecostes extra-peninsulares va también con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (592 M€), si bien éstos no se integran en el sistema de liquidaciones, sino que se destinan directamente a compensar a los generadores correspondientes.

46 Datos de la CNMC. Resolución de noviembre de 2017 por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente al ejercicio 2016.

47 El coste de los mecanismos de capacidad a los generadores fue de 421 M€. Por tanto, el mecanismo de capacidad actual arroja un saldo superavitario que supone un ingreso neto en el sistema de liquidaciones.

48 Datos de la CNMC. Resolución de abril de 2017 por la que se aprueba la liquidación nº14 de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2016.

49 El resto de ingresos, con cuantías muy inferiores, provienen de los peajes por carga de cisternas, por descarga de buques, por materia prima, por trasvase de GNL a buques y por desbalances.

Son varios los principios que ha de cumplir el diseño óptimo de los peajes de acceso:

- Eficiencia: asignación de costes a los consumidores y generadores, de tal forma que se transmita a éstos las señales de precios correctas por el uso de los recursos del sistema. Ello exige repartir los costes en función de los factores inductores de los mismos.
- Suficiencia: los ingresos del sistema han de cubrir la totalidad de los costes del sistema; y si se introduce un nuevo coste al sistema debe preverse el modo de sufragarlo para evitar la generación de déficits.
- Aditivita: los peajes de acceso han de construirse sumando los diferentes costes y han de ser la estructura sobre la que se construyan, en su caso, las tarifas finales reguladas (si éstas existen).
- No discriminación subjetiva entre consumidores o generadores. A los efectos de incrementar la eficiencia (y reducir los costes globales de suministro), sí son convenientes discriminaciones basadas en parámetros objetivos.

  Por ejemplo, en el caso del sector eléctrico, los peajes a consumidores o generadores deben tener en cuenta niveles de tensión, potencia contratada (consumidor) o instalada (generador) y discriminación horaria. En todos los casos, se pretende trasladar a cada tipo de consumidor y generador la mejor estimación de los costes que éstos inducen para que el suministro tenga lugar al mínimo coste. En particular, la discriminación horaria permite un uso más eficiente de los recursos del sistema al desplazar demanda a horas con menor saturación (en este sentido, el despliegue de contadores inteligentes facilita esta discriminación horaria)[50].

  De la misma manera, en el caso del sector gasista, los peajes han de tener en cuenta los niveles de caudal diario contratados y los volúmenes de energía consumidos por cada tipo de consumidor como mejor estimación del coste de la energía que le corresponde.
- Gestionabilidad y comprensibilidad para los consumidores.
- Publicidad y transparencia. La elaboración de los peajes de acceso ha de responder a una metodología conocida; y su aplicación ha de estar sometida a un proceso de información pública que garantice la participación de todos los agentes afectados.

A estos principios generales, cabe añadir otros, derivados del ámbito normativo:

- Por ejemplo, en el caso del sector eléctrico, los peajes a generadores están limitados por el Reglamento (UE) 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010, para las tarifas de transporte medias anuales. Ese límite, que no es el mismo para todos los Estados miembros, se fijó en 0,5 €/MWh para la mayoría de países europeos, entre los que se incluye España.
- Peaje único en todo el territorio nacional. Este principio garantiza la igualdad territorial, si bien podría ser conveniente, siempre dentro del respeto a las competencias que el

50 Así mismo, y aunque evidentemente tendrá implicaciones negativas sobre la equidad o la cohesión territorial que habría que tratar adecuadamente, podría considerarse la introducción de un término objetivo que reflejara la congestión de las redes (global o local), de forma que se ofreciera una señal de localización eficiente a consumidores y generadores, de forma similar a como se hace en función del nivel de tensión.

ordenamiento jurídico atribuye a cada Administración Pública, armonizar determinados tributos que gravan algunas de las actividades de los sistemas eléctrico y gasista, ya que implican una transferencia de renta desde los consumidores de los territorios donde existe una menor fiscalidad, a los consumidores que habitan en los territorios que gravan las citadas actividades con mayores impuestos.

Para que el diseño de los peajes de acceso no sea fuente de distorsiones y promueva una asignación eficiente de los recursos energéticos han de seguirse las siguientes reglas:

i) Los costes directamente relacionados con el suministro que sean proporcionales al volumen de energía consumida en cada ciclo de facturación han de recuperarse a través del término variable (o término de energía) del peaje de acceso.

ii) Los costes directamente relacionados con el suministro que sean proporcionales a la capacidad de la que se desee disponer han de recuperarse a través de un término de potencia o de capacidad del peaje de acceso.

Cuando existan costes incrementales (y, por tanto, evitables), debe tenderse a trasladar al consumidor la señal de congestión apropiada para que sea éste quien decida, a través de la gestión de la demanda, si se ha de incurrir o no en nuevas inversiones. Para ello, se podría facturar la capacidad instantánea demandada horariamente por el consumidor a un precio equivalente al coste incremental unitario de las nuevas inversiones, multiplicado por una estimación de la probabilidad de que se produzcan congestiones en cada hora.

Los costes no incrementales (y, por tanto, no evitables) no recuperados a través del mecanismo anterior, habrían de recuperarse a través de la potencia contratada por el consumidor.

En el Anexo 2.2.3 de este Capítulo, se incluye un gráfico que explica la mecánica de facturación de estos conceptos y que permite entender y evaluar cualitativamente la relación en volumen entre costes incrementales y no incrementales.

iii) Los costes no relacionados con el suministro deberían financiarse desde los Presupuestos Generales del Estado. Si ello no fuera posible, han de buscarse fórmulas que no distorsionen las decisiones de los consumidores y que no induzcan a una sustitución ineficiente de la fuente de energía gravada (que se vuelve artificialmente cara por culpa de los costes ajenos al suministro que financia) por otra fuente de energía alternativa.

iv) Por último, existen costes relacionados con el suministro pasado, pero no con el suministro presente, (y que, por tanto, no son proporcionales ni al volumen de energía consumida ni a la capacidad instantánea de la que se desee disponer). Es el caso de la anualidad de la deuda de los sectores de electricidad y gas. En la medida en que la repercusión de estos costes sobre el consumo de energía presente tiene implicaciones de equidad y, además, afecta a la competitividad de una fuente de energía final respecto de otras fuentes alternativas, es recomendable su financiación desde los Presupuestos Generales del Estado. Si fuera inevitable su financiación desde los peajes de acceso, estos costes deberían recuperarse bien a través de un término de abono o conexión vinculado a la capacidad adquisitiva del consumidor, bien a través del término de potencia contratada, bien a través de una combinación de ambos.

2.2.3. RECOMENDACIONES PARA EL CASO ESPAÑOL

Con carácter general, cabe señalar que los peajes de acceso de los sistemas de electricidad y gas en España no cumplen las reglas de diseño eficiente a las que anteriormente se aludió. Esto se debe fundamentalmente a que el sistema actual (basado en un peaje fijo por potencia contratada y uno variable por energía consumida) recupera parte de los costes fijos del sistema mediante un cargo variable. La consecuencia de alejarse de un diseño eficiente es que se generan incentivos distorsionadores al comportamiento de los agentes económicos y se pierde bienestar.

Si bien la situación actual podría tener sentido como estrategia para incentivar el ahorro energético, lo cierto es que no sería necesaria si el valor final de la energía reflejara adecuadamente todas las externalidades imputables al suministro, incluida la ambiental. Esto debería conseguirse a través de instrumentos de mercado y fiscales, en lugar de repercutir en un diseño ineficiente de los peajes. Es por ello que las siguientes recomendaciones representan un ejercicio complementario a la reforma de la fiscalidad ambiental (analizado en el Capítulo 2.1 de este Informe) y a la reforma de los mercados (analizado en el Capítulo 3.1 de este Informe). En este sentido, la reforma de los peajes de acceso, la reforma fiscal y la reforma del mercado eléctrico han de abordarse de forma conjunta.

Se analiza, a continuación, la aplicación del principio de eficiencia en la asignación de costes a los peajes de acceso de los sectores eléctrico y gasista.

Sector eléctrico

En el sector eléctrico, la recaudación del término de potencia (9.011 M€ en 2016) cubre holgadamente los costes de las redes de transporte y distribución (6.884 M€) y la mayor parte de la anualidad de la deuda (2.840 M€). En consecuencia, todo lo que soporta actualmente el término de energía del peaje de acceso son costes fijos del sistema no relacionados con el suministro. Ello puede incentivar a los consumidores, por ejemplo, a evitar el consumo centralizado y a migrar hacia el autoconsumo para evitar el pago de una parte de los costes fijos del sistema. Asimismo, se encarece artificialmente el consumo eléctrico y se desincentiva la electrificación de la economía, lo que puede suponer un obstáculo al proceso de descarbonización.

Para poner fin al origen de este problema es preciso eliminar del término variable de los peajes de acceso todos aquellos costes que no son proporcionales al volumen de energía consumida y recuperarlos a través del término de potencia (demandada o contratada, según corresponda), de acuerdo con lo expresado en las reglas ii) y iii) del apartado anterior.

En el caso del resto de activos de transporte y de distribución más alejados del consumidor, hay que diferenciar los costes incrementales, que a su vez pueden responder a diferentes inductores; y los costes no incrementales.

a) Los costes incrementales inducidos por aumentos de la demanda se dimensionan para atender el suministro a los consumidores en los momentos de mayor uso de las redes.

No todos los consumidores usan las redes ni demandan energía en el mismo momento, de modo que los costes incrementales asociados a estas inversiones deberían asignarse en función del uso en los momentos de mayor demanda (una información que estará próximamente disponible para todos los consumidores gracias al despliegue completo de contadores inteligentes[51]), y que ha de permitir trasladar la adecuada señal de precio al consumidor[52]. En concreto, estos costes incrementales se deben financiar facturando la capacidad demandada efectivamente por cada consumidor en cada hora[53] con un precio unitario (que refleje el coste marginal de las inversiones) y que iría multiplicado por un coeficiente horario que mida la probabilidad de que el sistema de transporte alcance la potencia punta agregada en cada hora.

Asimismo, para el cálculo de los costes inducidos se tendrá en cuenta el nivel de tensión al que se conecte cada consumidor.

b) Los costes incrementales no inducidos por aumentos de la demanda (sino, por ejemplo, por motivos de seguridad, para reducir pérdidas o para reducir el extra coste de la generación no peninsular) deben facturarse directamente a través del término de potencia contratada por cada consumidor.

c) Los costes de nuevas inversiones de red no inducidos por incrementos de la demanda y destinados a actuar como respaldo a las tecnologías de generación que no son firmes (por ejemplo, las inversiones en interconexiones internacionales cuando éstas respondan a esta necesidad) plantean una problemática sobre la que es necesario reflexionar.

   Se trata de un tema de especial relevancia si tenemos en cuenta la medida incluida por la Comisión Europea en el Paquete de Invierno (en concreto, en el artículo 5 de la propuesta de Directiva de Energías Renovables), que pretende obligar a los Estados miembros a que abran la concesión de ayudas para financiar las energías renovables a generadores ubicados en otros Estados de la UE. La medida persigue promover el desarrollo de estas tecnologías en los Estados donde el recurso es más abundante; y permite a los Estados que conceden las ayudas apropiarse de los certificados renovables generados por dichas inversiones (es lo que la Comisión Europea denomina "principio de que la energía debe contabilizarse en función de la contribución del Estado miembro que financia la instalación").

51 A finales de 2016 el despliegue de equipos con capacidad de telemedida y telegestión ya integrados (de tipo 5, que es el de los usuarios domésticos) ya alcanzaba el 75% del total, por lo que es razonable esperar que ya a final de 2018, como está previsto, se llegue a integrar la totalidad del parque de contadores de tipo 5 (unos 28,2 millones de equipos).

52 En este contexto cabe también llamar la atención sobre la conveniencia de reflexionar sobre la importancia de la unidad de acción de los ámbitos normativos (especialmente, en lo que respecta a las especificaciones técnicas) para evitar la pérdida de oportunidades en el futuro. Así, por ejemplo, debido a las actuales especificaciones técnicas de los contadores, se conocerá el consumo horario por contador y la máxima demanda dentro del período de facturación; sin embargo, no será posible conocer el dato de consumo punta en cada franja horaria.

53 Lo eficiente sería medir la potencia máxima instantánea demandada en cada hora (y no la potencia media que resulta de integrar la energía consumida horariamente). En este sentido, sería deseable que, en el futuro, las especificaciones técnicas de los contadores permitieran hacer mediciones cinco-minutales o, al menos, cuarto-horarias.

En este contexto, podría ser necesario modificar la regulación para garantizar que el Estado que se apropia de los certificados financia también los sobrecostes de red (y de generación de respaldo) inducidos por la instalación renovable cuya inversión promueve. En este sentido, esta Comisión considera que debería valorarse la opción de imputar a las instalaciones de generación no firmes los costes de respaldo que les correspondan, utilizando para ello el peaje de generación. Y, si se trata de instalaciones cuyos certificados de generación renovable van a computar en España, dichos costes habrán de ser reconocidos oportunamente en la retribución de dichas plantas.

d) Los costes no incrementales no recuperados a través de los mecanismos anteriores (y necesarios para retribuir activos existentes) deben facturarse directamente a través del término de potencia contratada por cada consumidor.

En el caso de los activos de distribución más cercanos a los consumidores, el dimensionamiento depende única y exclusivamente de la potencia que vaya a necesitar el consumidor. Esto indica que los costes de estos activos locales deben facturarse en función de la potencia contratada por el consumidor.

Los costes asociados a los mecanismos de capacidad[54] deben repercutirse facturando la capacidad demandada efectivamente por el consumidor en cada hora con un precio unitario (que refleje el coste marginal de las inversiones) y que iría multiplicado por un coeficiente horario que mida la probabilidad de que se alcance la máxima demanda de potencia firme del sistema en cada hora.

Los costes relacionados con los servicios que gestiona el Operador del Sistema (en torno a 590 M€ en 2017) se determinan en los mercados horarios de operación del sistema y son de tres tipos: costes de energías de balance para equilibrar el sistema, costes de reservas de potencia de regulación y costes para resolver restricciones técnicas.

Los costes de las energías de balance han de ser repercutidos a la demanda y generadores de forma proporcional a sus respectivos desvíos horarios, al precio marginal de las energías de balance utilizadas, tal como establece la normativa europea. El resto de los costes dependen de la situación del sistema en cada momento y, en consecuencia, deben imputarse al término de potencia de los peajes de acceso.

Para los costes no relacionados con el suministro eléctrico, la opción más eficiente es trasladar dichos costes a los Presupuestos Generales del Estado:

i. El caso más evidente es el de los extra costes de la actividad de producción en los sistemas no peninsulares, que de hecho ya actualmente se financian en un 50% por los Presupuestos Generales del Estado.

ii. En el caso de los sobrecostes de las energías renovables, el sobrecoste de las nuevas inversiones debe trasladarse a todos los consumidores de energía final. Sin embargo, los sobrecostes del parque ya instalado deberían financiarse desde los Presupuestos Generales del Estado con impuestos ambientales o con los impuestos que menos distorsiones provoquen.

54 Actualmente, se denominan “pagos por capacidad”.

Si la financiación de estos costes no pudiera hacerse desde los Presupuestos Generales del Estado, sería necesario buscar fórmulas que, al menos, no induzcan a una sustitución ineficiente de la fuente de energía gravada (que se ha vuelto artificialmente cara por culpa de los costes ajenos al suministro que financia) por otra fuente alternativa. Una opción consiste en crear un recargo específico que grave el consumo de todas las fuentes de energía final[55]. De esa forma no se altera el precio relativo de las diferentes fuentes de energía que son sustitutivas a medio-largo plazo, aunque no se evitarían las distorsiones relacionadas con la decisión de consumo a partir de generación centralizada versus generación distribuida.

Para el caso de los costes relacionados con el suministro pasado, pero no con el suministro presente (por ejemplo, la anualidad de la deuda), podrían plantearse varias opciones para su financiación:

- desde los Presupuestos Generales del Estado a través de los impuestos que menos distorsiones provoquen. Es la opción más recomendable para evitar problemas de equidad o que se distorsionen decisiones de consumo entre energías sustitutivas en el contexto de la descarbonización.
- a través de los peajes de acceso. En este caso, la imputación al término de potencia contratada puede incentivar a los consumidores a reducir sus demandas de capacidad de forma ineficiente. Una alternativa, podría consistir en derivar ese coste fijo hacia un nuevo término de abono (definido en € por cliente) que pagaría individualmente cada consumidor. Ello elimina el problema anterior, pero genera un problema de equidad, que podría resolverse si el término de abono se indicia a algún parámetro que mida la capacidad adquisitiva del consumidor (como, por ejemplo, el IBI). Si ésta opción es compleja de gestionar, una solución de compromiso entre los principios de eficiencia y de equidad podría pasar por una combinación entre una parte vinculada al término de potencia contratada (que aproximaría la capacidad adquisitiva del consumidor) y la parte vinculada al término de abono (que evitaría la pérdida de eficiencia).

Por último, es importante mencionar que el actual peaje a los generadores ha de replantearse. Su formulación actual (0,5 €/MWh) no refleja ningún coste identificable y hace que sea internalizable en las ofertas de venta de energía, de modo que son realmente los consumidores quienes lo pagan a través de un encarecimiento del precio de la electricidad (lo que resta competitividad a la electricidad generada en España frente a la de otros mercados europeos). Además, su formulación en el contexto actual induce a la distorsión de las decisiones de consumo a partir de generación centralizada versus generación distribuida.

Sin perjuicio del cumplimiento de las limitaciones que impone el Reglamento (UE) 838/2010 2010 de la Comisión, el peaje a los generadores debería orientarse a que las centrales de generación internalicen los costes de red (y, en su caso, los de generación de respaldo) que induce su instalación y operación. Como se ha comentado, el mecanismo de internalización de costes de respaldo pretende garantizar que, en el contexto de apertura

[55] O bien, repartir dichos sobre costes entre las diferentes fuentes de energía final siguiendo la regla de Ramsey.

de la concesión de ayudas para financiar proyectos renovables a generadores ubicados en otros Estados miembros que promueve actualmente la Comisión Europea a través del Paquete de Invierno, el Estado que se apropie de los certificados financie también los sobrecostes de red y de generación de respaldo inducidos por la instalación renovable cuya inversión promueve. La medida tendría que ir necesariamente acompañada de un reconocimiento de los mencionados costes a la generación renovable cuyos certificados fueran atribuibles al Reino de España.

El peaje debería calcularse en base al coste incremental inducido por la construcción de la nueva generación[56] (en la parte que no sea asumida ya individualmente por el nuevo generador). Para el cálculo de los costes inducidos se tendrá en cuenta el nivel de tensión al que se conecte cada instalación. Debería formularse en €/MW instalado y año, elevando los costes fijos anuales de operación y mantenimiento de las centrales[57]. Por último, en la medida en que pueda identificarse de forma objetiva, el peaje ha de discriminar entre plantas o grupos de plantas en proporción al coste inducido por cada una individualmente o por cada grupo (bien por zonas geográficas, por niveles de tensión, etc.).

Por último, esta Comisión también quiere resaltar que, en lo que respecta a la electricidad, si no se procede a un diseño eficiente de los peajes de acceso, la evolución tecnológica -en concreto de las baterías y otros sistemas de almacenamiento, y de la generación distribuida- podría inducir a medio y largo plazo la desconexión total de los clientes (que, por lo tanto, dejarían de pagar los costes fijos del sistema). Este riesgo de desconexión –agravado por el cambio tecnológico- sería ineficiente para el sistema eléctrico; lo que hace que la reforma del diseño de los peajes sea un asunto urgente.

Sector del gas

En el sector del gas sucede una situación similar, aunque de menor magnitud relativa. De nuevo, lo más eficiente sería trasladar los costes asociados al almacenamiento subterráneo de Castor a los Presupuestos Generales del Estado y financiarlos con subidas de impuestos que no distorsionen las decisiones de consumo[58]. En su defecto, deberían repercutirse a través de un recargo que grave el consumo antes de IVA de todas las fuentes de energía final (o bien, aplicando la regla de Ramsey).

En cuanto a los costes del laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010 por el contrato de Argelia y los asociados a la deuda acumulada, deberían financiarse a través del término de conducción del peaje de acceso; o alternativamente, a través de los Presupuestos Generales del Estado para evitar que se

56 Si fuera posible afectar los costes incrementales a las congestiones existentes en cada zona geográfica, sería incluso más eficiente aplicar peajes zonales.

57 En ese mismo sentido se pronunció la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER) en su informe 09/2014 por el que emitía opinión sobre el rango apropiado de peajes de transmisión pagado por los generadores de electricidad.

58 Ello, sin perjuicio del cumplimiento de la Sentencia del Tribunal Constitucional de fecha 21 de diciembre, que declaró inconstitucionales los artículos 4 a 6, así como el artículo 2.2, la disposición adicional primera y la disposición transitoria primera del Real Decreto-Ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares.

distorsionen decisiones de consumo entre fuentes de energía sustitutivas en el contexto de la descarbonización.

2.2.4. SIMULACIÓN

En el Anexo 2.1.1 de este Capítulo, se han simulado los efectos de una reforma fiscal ambiental en el sector energético con datos del año 2015; la reforma permite financiar las energías renovables desde los Presupuestos Generales del Estado en base a los ingresos procedentes de impuestos ambientales a las emisiones contaminantes y a un recargo que gravaría el consumo de todas las energías finales, y creado específicamente a tal efecto.

Como complemento a dicha reforma, se ha simulado cuál sería el impacto de sacar también de los actuales peajes los sobrecostes de la generación no peninsular (sólo el 50% que permanece en los peajes), los sobrecostes de la cogeneración y los residuos, las anualidades por el almacenamiento Castor y el Laudo de París y las anualidades del déficit eléctrico y gasista.

En concreto, se ha simulado su financiación con una subida del tipo medio del IVA (que, en 2015 era del 15,53%). Ese mismo ejercicio se ha proyectado para los años 2016 y 2017. La subida del tipo medio del IVA obtenida se sitúa en todos los casos entre 110 y 130 puntos básicos.

Tabla 2.2.1. Comparación de impactos sobre precios finales de electricidad y gas

	Anexo 2.1.1		Anexo 2.1.1 + bajada de peajes	
	Variación en el Precio (%)		Variación en el Precio (%)	
	Colectivos NO Eximidos	Colectivos Sí Eximidos	Colectivos NO Eximidos	Colectivos Sí Eximidos
Electricidad Baja Tensión	-6,8%		-27,8%	
Electricidad Media Tensión	-5,6%	-12,6%	-19,3%	-26,1%
Electricidad Alta Tensión	-0,7%	-9,7%	-6,7%	-15,8%
Gas Natural Grupo 3	5,8%		5,1%	
Gas Natural Grupo 2 (No ETS)	13,0%	-1,5%	12,9%	-1,9%
Gas Natural Grupo 2 (ETS)	7,3%	-1,5%	7,3%	-1,9%

En la tabla anterior, se comparan los impactos sobre los precios finales (antes de impuestos) de la electricidad y el gas, en 2015, en dos escenarios: i) el que se obtenía en el Anexo 2.1.1 de este Capítulo como resultado de la aplicación de la reforma fiscal ambiental; ii) el que se obtendría después de integrar a dicha reforma fiscal las correspondientes bajadas de los peajes de acceso tras modificar la financiación de los costes mencionados anteriormente con la subida del IVA.

La simulación se ha hecho exclusivamente para el caso en el que el impuesto a las emisiones de CO_2 es de 15€/tCO_2.

En la tabla no se ha incluido el efecto de la subida del IVA pues ésta depende de cómo se repercuta a los diferentes productos gravados por dicho impuesto.

2.2.5. NECESIDAD DE UNA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS PEAJES

De lo expuesto en el apartado anterior se deduce que, para el diseño de una estructura de peajes eficiente, es fundamental conocer cuáles son los factores inductores de cada tipo de coste. Se es consciente de la complejidad de este ejercicio y de la necesidad, en muchos casos, de hacer un cálculo aproximado. Será la autoridad regulatoria quien, en su caso, valorará los costes y beneficios de profundizar en este análisis. Y, aunque se trate de un cálculo aproximado, una estructura de peajes basada en una propuesta objetiva y transparente siempre será más eficiente que una basada en un cálculo subjetivo y no sometido a discusión pública.

En este sentido, esta Comisión también considera que, tanto en el sector eléctrico como en el sector del gas, es imprescindible que se acometa por la autoridad competente[59] el establecimiento de una metodología que, de forma objetiva, permita tanto identificar los inductores de los costes como conocer la asignación de los mismos a consumidores y generadores.

Ello permitiría, por ejemplo, conocer qué parte del término de conducción en el sector del gas se corresponde con el peaje de transporte y qué parte con el término de distribución (lo que es necesario, además, entre otros aspectos, para cumplir con el Reglamento (UE) 2017/460).

Así mismo, disponer de una metodología permitiría poner fin a distorsiones que, en la actualidad, inducen a una utilización ineficiente de los recursos del sistema energético. Un ejemplo se encuentra en el canon por el uso de los almacenamientos subterráneos que se hace pagar actualmente a los operadores (tanto para reservas estratégicas como para reservas operativas). El canon se calcula a partir del coste medio necesario para cubrir la retribución que devengan los titulares de dichas infraestructuras de almacenamiento.

El traslado al término variable del canon de un coste no incremental conduce los operadores de gas a evitar el uso de estas infraestructuras. Para resolver este problema, podría plantearse que el valor del canon por el uso de los almacenamientos subterráneos se obtuviera a través de una subasta sin precio mínimo (actualmente hay un precio mínimo); de este modo, el precio resultante reflejará el coste de oportunidad de los operadores (que, como máximo, es su estimación de la diferencia de precios del gas entre el verano y el invierno), y que representa lo máximo que los usuarios estarán dispuestos a pagar por su utilización. Si con lo recaudado en la subasta no se cubre la retribución que devengan los titulares de las infraestructuras, el déficit de recaudación (que no es un coste incremental)

[59] Actualmente el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, atribuye al Gobierno la "estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución", si bien, la Comisión Europea mantiene abierto un procedimiento de incumplimiento contra España por transposición incorrecta de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, así como de la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE, por considerar que España ha transpuesto incorrectamente algunas disposiciones sobre la independencia de la autoridad nacional de reglamentación. Además, el artículo 3.1.d) del Real Decreto 903/2017, de 13 de octubre, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital atribuye a la Secretaría de Estado de Energía, la aprobación de tarifas, precios de productos energéticos y peajes, cánones, cargos, así como la retribución de las actividades llevadas a cabo en el marco del sector energético de acuerdo con la legislación vigente. Esta norma ha sido recurrida ante el Tribunal Supremo por la CNMC.

se habrá de cargar directamente a los consumidores finales del gas a través del término de conducción. Una situación similar tiene lugar con las plantas de regasificación.

En suma, en ambos sectores energéticos, debe reflexionarse (con la correspondiente valoración económica) sobre los niveles y estructura de los peajes y cánones. La carencia de una metodología explícita y transparente impide cumplir con el principio de eficiencia anteriormente referido, al mismo tiempo que hay indicios de que la situación actual induce a una ineficiente utilización de los recursos del sistema energético, con el consiguiente sobrecoste para los consumidores.

2.2.6. CONSIDERACIÓN FINAL

La reforma de los peajes de acceso que propone esta Comisión forma parte de un paquete orientado a trasladar a generadores y consumidores las señales adecuadas para que se internalicen todos los costes asociados a los diferentes productos energéticos. Dicho paquete incluye, además de la reforma de los peajes, la reforma de la fiscalidad (analizada en el Capítulo 2.1 de este Informe) y la puesta en marcha de mecanismos de capacidad (analizada en el Capítulo 3.1 de este Informe).

Esta Comisión es consciente de las dificultades para abordar la magnitud de los cambios regulatorios que se proponen y recomienda que se aborden por fases, de forma progresiva en el tiempo, para permitir a los agentes económicos adaptarse a los mismos.

En caso de abordarse reformas parciales o reformas por fases de estos capítulos, los resultados podrían no arrojar las señales adecuadas e inducir a los generadores y consumidores a asignar ineficientemente los recursos a lo largo del periodo transitorio. Por ejemplo, la implementación de la presente reforma de peajes sin las reformas fiscales y de mercado podrían diluir la señal al ahorro energético (a día de hoy contenida principalmente en el actual diseño de peajes). En este caso, será necesario aplicar mecanismos regulatorios complementarios para evitar dichas disfunciones.

ANEXO 2.2.1. DESGLOSE DE LOS INGRESOS Y GASTOS DEL SISTEMA DE LIQUIDACIONES DE ELECTRICIDAD

Tabla 2.2.2. Desglose de los ingresos y gastos del sistema de liquidaciones de electricidad. Datos de la CNMC correspondientes a la liquidación definitiva de 2016. Datos en miles de euros

INGRESOS		COSTES	
Ingresos peajes de acceso	**13.955.911**	Transporte	1.709.997
Ingresos peajes de acceso consumidores finales (*)	13.815.598	Distribución y gestión comercial	5.174.169
Ingresos peajes de acceso productores	129.914	RECORE	6.283.494
Ingresos artículo 14 RD 216/2014	10.399	Anualidades déficit	2.840.473
Otros ingresos regulados	**734.023**	Adicional y sistemas no peninsulares	592.238
Regularización ejercicios anteriores	- 22.568	Pagos por capacidad	421.187
Pagos por capacidad	681.111	Tasa CNMC	20.559
Sistema de interrumpibilidad	30.645	Interrumpibilidad	6.530
Imputación de pérdidas	42.438	Pérdidas	6.864
Intereses	2.036	Correcciones de medidas	- 2.091
OS Diferencia Recaudación-Retribución	1.668	Combustible nuclear	137
OMIE Mercado intradiario europeo	- 1.635		
OMIE Diferencia Recaudación-Retribución	328		
Ingresos externos	**2.785.457**		
Ley 15/2012	2.455.156		
Subastas CO2	330.301		
Pagos liquidación provisional n + 1	**- 384**		
TOTAL INGRESOS	**17.475.007**	**TOTAL COSTES**	**17.053.557**

(*) Desglose ingresos peajes de acceso consumidores finales (liquidación nº 14)	
Peajes de acceso	*13.359.130*
Potencia	*9.011.448*
Energía	*4.347.682*
Energía reactiva y excesos de potencia	*294.708*
Fraude	*11.454*
Autoconsumo	*2.846*
Conexiones internacionales	*147.436*
Total	***13.815.574***

ANEXO 2.2.2. DESGLOSE DE LOS INGRESOS Y GASTOS DEL SISTEMA DE LIQUIDACIONES DE GAS NATURAL

Tabla 2.2.3. Desglose de los ingresos y gastos del sistema de liquidaciones de gas natural. Datos de la CNMC correspondientes a la liquidación nº 14 de 2016. Datos en miles de euros

INGRESOS		COSTES	
Ingresos declarados por las empresas	**2.852.874**	**Retribución**	**2.772.926**
Gas Suministrado a tarifa	1.592	Transporte	837.874
Peaje Regasificación	128.546	Distribución	1.340.384
Peaje Transporte y distribución	2.478.766	Regasificación	459.492
Peaje Materia Prima	12.083	Almacenamientos Subterráneos	135.177
Peaje Almacenamiento GNL	74.973	**Operador del mercado**	**2.980**
Peaje Trasvase a buques	2.743	**Otros**	**11.138**
Peaje Descarga buques	13.176		
Peaje Carga cisterna	14.346		
Ingresos por desblance de GNL en planta	1.310		
Ingresos por venta de condensados	849		
Canon almacenamirnto subterráneo	113.351		
Ingresos por desbalances en plantas, AOC, EO	5.009		
Ingresos liquidables por gas talón	6.124		
Ejecución de fianzas	6		
Menor ingreso por Sentencia AN 22/01/2014	**- 16.630**		
Pago DA 7 Orden IET/2736/2015 (Laudo de París)	**- 34.332**		
Pago RD-Ley 13/2014 (Castor)	**- 80.665**		
Costes liquidables (*)	**- 42.448**		
TOTAL INGRESOS	**2.678.799**	**TOTAL COSTES**	**2.787.044**

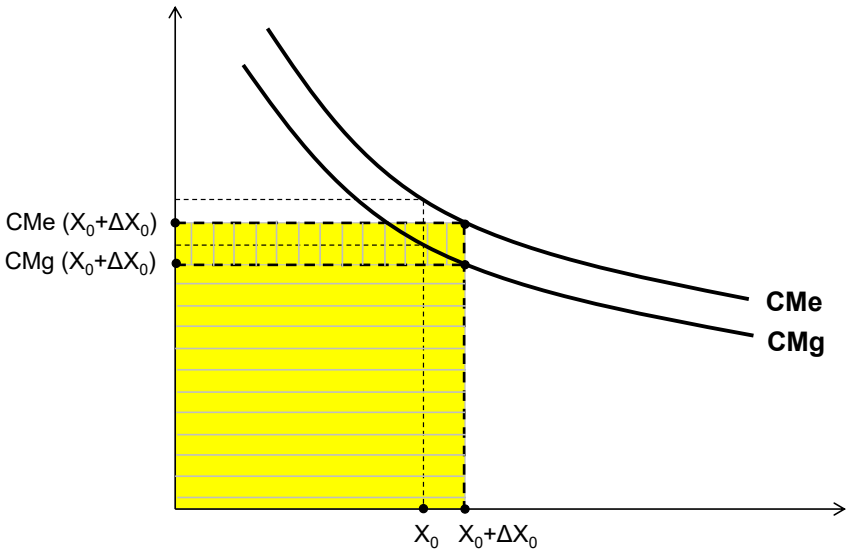
(*) Desvío retribución GTS, retribución actividad suministro a tarifa, coste de adquisición del gas, cuota GTS, cuota CNMC, coste de adquisición gas de operación, venta de condensados, tasas e impuestos no deducibles.

ANEXO 2.2.3. MECANISMO DE FACTURACIÓN DE LOS COSTES DE RED

Los costes de red están directamente relacionados con el suministro y son proporcionales a la capacidad que desea disponer el consumidor.

El siguiente gráfico representa las curvas de costes medios (CMe) y marginales (CMg) de un típico negocio de red. La existencia de economías de escala es la responsable de que ambos costes decrezcan a medida que se incrementa la capacidad instalada, siendo el coste medio superior al marginal (el coste marginal puede situarse en el entorno del 85% del coste medio).

Gráfico 2.2.1 Costes medios y marginales en un negocio de red



En el gráfico, se representa un nivel inicial de capacidad de infraestructura (x_o) y un incremento de capacidad Δx_o asociado a un crecimiento previsto de demanda. Tras la expansión de la red, los costes totales a repercutir al consumidor vienen determinados por el área del rectángulo amarillo:
CMe (x_0+ Δx_o) · (x_0+ Δx_o)

Como se ha explicado, cuando existan costes incrementales (y, por tanto, evitables), el mecanismo para trasladar al consumidor la señal de congestión apropiada consiste en facturarle la capacidad instantánea demandada horariamente al coste incremental unitario de las nuevas inversiones (área del rectángulo rallado horizontalmente):

CMg (x_0+ Δx_o) · (x_0+ Δx_o)

Los costes no incrementales (y, por tanto, no evitables) no recuperados a través del mecanismo anterior, habrían de recuperarse a través de la potencia contratada por el consumidor. La recaudación sería equivalente al área del rectángulo rallado verticalmente:

$[CMe\ (x_0 + \Delta x_o) - CMg\ (x_0 + \Delta x_o)] \cdot (x_0 + \Delta x_o)$

En la medida en que se desconozca el periodo horario en el que vaya a tener lugar la demanda máxima de capacidad de la red, la facturación habrá de ir corregida de un componente que recoja una estimación de la probabilidad de que tenga lugar dicha demanda máxima en cada hora del periodo de facturación. La probabilidad puede estimarse en base a los datos históricos de uso de las infraestructuras.

ANEXO 2.2.4. ILUSTRACIÓN DE CÓMO EL ACTUAL DISEÑO DE LOS PEAJES DE ACCESO SUPONE UNA SUBVENCIÓN IMPLÍCITA A LA REDUCCIÓN DE CONSUMO (VÍA AUTOCONSUMO O AHORRO ENERGÉTICO) Y CÓMO ELLO PUEDE INDUCIR A UNA ASIGNACIÓN INEFICIENTE DE LOS RECURSOS

En este anexo se cuantifican, como ilustración, los costes fijos a los que deja de contribuir un consumidor por ahorrar energía o por autoconsumirla como consecuencia del actual diseño inadecuado de los peajes de acceso. En ambos casos, la no contribución de costes fijos genera una ineficiencia en el sistema, y una subvención implícita al autoconsumo o al ahorro energético, que resulta en una sobreinversión, no óptima desde el punto de vista del sistema, en autoconsumo y en ahorro.

El caso del autoconsumo es particularmente relevante por cuanto la distorsión que se genera puede evitarse transitoriamente mediante la aplicación de un mecanismo compensatorio (cargo o peaje) que recoja los costes no pagados por el autoconsumidor. Sin embargo, en el caso del ahorro energético la distorsión no puede evitarse utilizando dicho mecanismo, lo que exige necesariamente la revisión de los actuales peajes de acceso para su resolución. Por tanto, este anexo se centra en el caso del autoconsumo.

La tabla siguiente desglosa la factura final de un consumidor doméstico acogido a PVPC (peaje 2.0.A), con 4,4 kW de potencia contratada y 3.000 kWh de consumo anual, acogido al PVPC60, para el año 2015.

60 PVPC = Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor.

Tabla 2.2.4. Desglose de los componentes de la factura de un consumidor doméstico en el peaje 2.0.A y acogido al PVPC en 2015

	€/año	€/MWh
Factura final	**703,4**	**234,5**
IVA (21%)	122,1	40,7
Factura final sin IVA	**581,3**	**193,8**
Término Potencia (con Impuesto Especial)	**194,4**	**64,8**
Término Energía	**386,9**	**129,0**
Impuesto Especial a la Electricidad	18,8	6,3
Peaje Variable	132,1	44,0
Coste de la Energía	236,0	78,7
Coste de generación + pérdidas	163,4	54,5
Resto[61]	72,6	24,2

Fuente: REE

Sólo el 50% de los consumidores domésticos están acogidos al PVPC por lo que no es posible realizar el mismo cálculo de forma general para todos los consumidores del peaje 2.0.A. Tampoco están en PVPC, y tienen peajes diferentes, la totalidad de los consumidores de polígonos industriales y edificios comerciales, donde existen más posibilidades de instalar generación fotovoltaica sobre tejado con mayor volumen de energía autoconsumida.

Partiendo de la facturación final y descontando el IVA, se procede a desglosar la recaudación del término de potencia (Impuesto Especial incluido) y la del término de energía (desagregando, a su vez, ésta en Impuesto Especial, peaje variable y coste de la energía). Se observa que el término de energía de la factura se eleva a 129 €/MWh.

Entonces, cualquier consumidor que opte por autoconsumir dejará de pagar al sistema 129 €/MWh (pues el término de energía sólo se paga cuando se consume). Sin embargo, en el conjunto de costes correspondientes al término de energía, sólo son evitables el coste de la generación (neto de impuestos y de peajes de acceso de generadores) y las pérdidas; entre ambos sumaron en torno a 54,5 €/MWh en el año 2015.

El resto de la facturación incluida en el término de energía de la factura se utiliza en realidad para pagar costes fijos del sistema de los que el autoconsumidor siguen disfrutando una vez

61 Incluye los costes asociados a los pagos por capacidad, servicios de ajuste, coste del OS y el OM y servicios de interrumpibilidad (que los comercializadores trasladan a los consumidores finales). Asimismo, incluye el peaje de generación de 0,5 €/MWh y determinados impuestos de la Ley 15/2012 (que los generadores trasladan a los consumidores finales a través del precio de la energía) y con los que finalmente también se financian costes fijos del sistema (como los de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos, los sobrecostes de la generación no peninsular y la anualidad de la deuda).

hecha la inversión (costes como los pagos por capacidad, los servicios de ajuste y los servicios de interrumpibilidad), para financiar los sobrecostes de las renovables, cogeneración y residuos, la anualidad de la deuda y también para compensar los sobrecostes de los sistemas no peninsulares. El autoconsumidor deja de abonar también varios impuestos de la Ley 15/2012 y los peajes a los generadores (ambos conceptos repercutidos por el generador a través del precio de la energía y con los que, finalmente, también se financian costes fijos del sistema).

Dicho de otra forma: cuando el autoconsumidor instala su panel, evita el pago de costes fijos al sistema por un valor de 74,5 €/MWh (que es la diferencia entre 129 y 54,5 €/MWh). Serán los consumidores que no pueden instalar paneles fotovoltaicos en sus casas los que, a través de posteriores subidas de los peajes de acceso, terminarán pagando esos 74,5 €/MWh no abonados por el autoconsumidor.

Al mismo tiempo, el actual diseño de los peajes de acceso, al actuar como una subvención implícita al autoconsumo, puede llegar a hacerlo rentable incluso aunque el coste medio de un panel fotovoltaico en tejado sea superior al de una granja solar fotovoltaica. De la misma manera que incentiva a acometer inversiones en ahorro energético que pueden tener un coste, por kWh ahorrado, superior a lo que cuesta generar ese mismo kWh. Ambos casos suponen una ineficiencia y reducen el bienestar social.

Esta Comisión propone la supresión del actual cargo transitorio conjuntamente con la revisión de los peajes de acceso de la electricidad en los términos que se han comentado en el capítulo 2.2 de este Informe en el plazo más breve posible

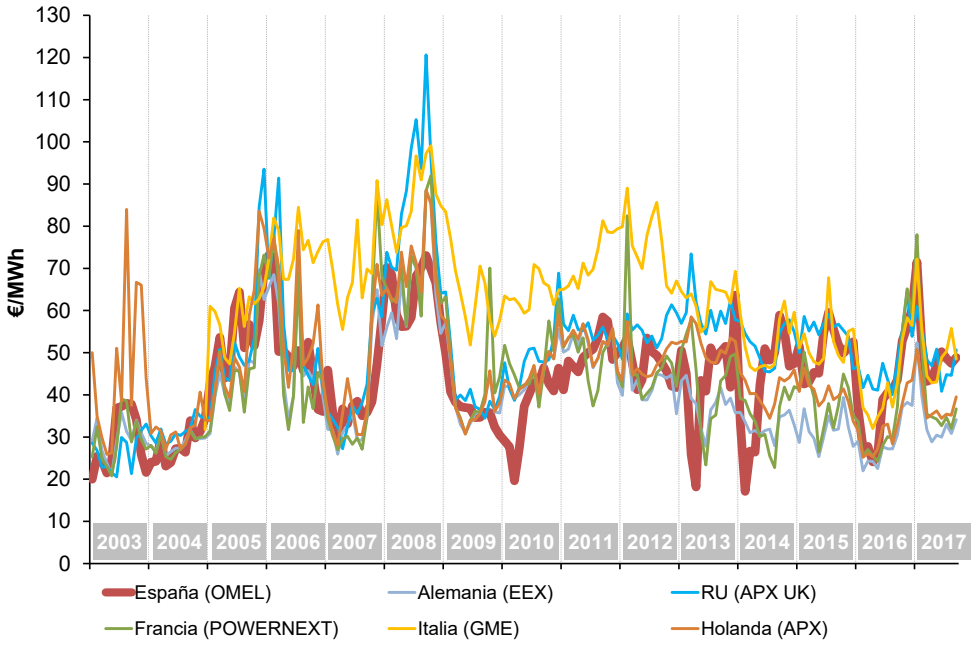
3. PROPUESTAS PARA MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.1. SEÑALES DE INVERSIÓN A LARGO PLAZO

3.1.1. ANÁLISIS DEL MERCADO ACTUAL: FORTALEZAS, DEBILIDADES Y POSIBLES MEJORAS

El 1 de enero de 2018, el mercado eléctrico español cumplió 20 años. A lo largo de este periodo, se han logrado avances significativos que han permitido incrementar la competencia y mejorar la señal de precios. Tal y como se observa en el siguiente gráfico, el precio medio en el mercado mayorista español sigue el perfil de la media de los países de nuestro entorno, presentando una elevada correlación con la hidraulicidad, eolicidad y con la evolución de los precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales.

Gráfico 3.1.1. Evolución comparada de los precios del mercado mayorista de la electricidad en diferentes países de la UE. 2003-2017



Transcurridas dos décadas, es un buen momento para reflexionar sobre posibles modificaciones de diseño que permitan mejorar su funcionamiento, y en especial para asegurar que el diseño del mercado de la electricidad se adapta de forma adecuada a los ambiciosos objetivos de descarbonización de la energía establecidos por la UE para el horizonte 2030 y 2050.

En estos 20 años en España los mercados eléctricos han experimentado grandes cambios y mejoras evidentes en sus prestaciones y alcance.

Siguen, no obstante, presentándose oportunidades de mejora importantes de diverso de tipo -tecnológico, de diseño y regulación-, a escala mundial, en un reto permanente por innovar y conseguir optimizarlos.

Una de esas oportunidades de mejora está en conseguir una mayor flexibilidad y sensibilidad al precio de la demanda -sobre todo en periodos de escasez- obteniendo así una mayor efectividad en la fijación de precios.

En condiciones ideales de mercado, si la demanda se incrementa y la oferta es escasa, el precio debería aumentar hasta que alcanzase un nuevo punto de equilibrio entre oferta y demanda. De esta forma nunca se llegaría a interrupciones de suministro a consumidores que no están dispuesto a pagar el precio de la energía en ese momento con el fin de alcanzar el físicamente imprescindible equilibrio entre oferta y demanda en tiempo real. Sin embargo, la habitual en muchos lugares, intervención en el mercado limitando la curva de precios, produce dos efectos no deseados: que no se incentiva suficientemente la oferta en periodos de escasez a través de inversiones en capacidad de producción adecuada, y que no se conocen los precios reales que algunos consumidores estarían dispuestos a pagar para cubrir su demanda, lo que lleva el denominado *missing money*. De esta manera no se optimizan los ajustes entre demanda y generación por el lado de la demanda – interrupciones de suministro a consumidores no dispuestos a pagar el precio exigido por la energía en ese momento-.

Otra oportunidad de mejora se deriva de la poca flexibilidad de la oferta por la rigidez de algunas tecnologías disponibles y por el propio diseño del mercado cerca del tiempo real. La creación de mercados que permitan participar en los mismos con un periodo de preaviso muy corto antes de su entrega real al sistema, respetando los tiempos requeridos para la gestión de la seguridad y el balance del sistema, sigue siendo un paso a considerar con vistas a la transición energética. Aunque los servicios que permitan a los consumidores variar su consumo como respuesta a los cambios de precios en tiempo real, así como proporcionar servicios y recursos flexibles, ya están promovidos por la actual legislación de la UE, la realidad es que las disposiciones que habilitan para ello no han propiciado eliminar las barreras que impiden a nuevos proveedores entrar en el mercado.

Por otro lado, la fuerte introducción de energías renovables en los mercados eléctricos con costes variables próximos a cero provoca que los precios de cierre de los mercados mayoristas hayan descendido, reduciendo la remuneración por unidad de energía producida de las centrales tradicionales, además de disminuir su producción de energía. Como consecuencia resulta que el problema del *missing money* y la falta de incentivos a las necesarias inversiones se acentúa haciéndose necesario para paliarlo la intervención de los gobiernos de los estados, lo que puede perjudicar la armonización y competitividad del mercado a escala europea y de las economías de los países afectados.

La discusión sobre el diseño del mercado en el marco de la transición energética hacia un sistema eléctrico bajo en carbono en España parte de un contexto caracterizado por dos circunstancias. Por un lado, una elevada penetración de tecnologías de generación eléctrica con fuentes primarias renovables. Por otro lado, la existencia de un mercado español fuertemente integrado con el portugués, apoyándose en el importante desarrollo de la

interconexión entre ambos países y la consolidación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) desde julio de 2007.

El Sistema Ibérico está, sin embargo, muy débilmente interconectado con el sistema eléctrico centroeuropeo, lo que se hace patente en los elevados niveles de congestión observados en la interconexión entre España y Francia. Disponer del adecuado nivel de interconexión aportaría claras ventajas al sistema eléctrico ibérico en términos de eficiencia económica, integración de energías renovables, garantía de suministro, y de integración en general del Mercado Ibérico en el Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE), aunque evidentemente a un coste que siempre habría que comparar con los beneficios derivados de esta mayor capacidad de interconexión. En este sentido, la nueva interconexión submarina entre España y Francia por el golfo de Vizcaya permitirá un aumento notable de la capacidad de interconexión, aunque insuficiente para alcanzar el objetivo de interconexión del 10% respecto a la capacidad de generación instalada.

Más recientemente, cabe recordar la presencia de cuatro hitos que delinean el diseño del mercado:

- El Acoplamiento del mercado diario de energía MIBEL con los mercados diarios de la Región Noroeste de Europa (NWE), desde 13 de mayo de 2014 *(Multi Regional Coupling (MRC)).*
- La implantación del Mercado intradiario continuo europeo *(XB ID)* conforme a lo establecido en la Directriz de Asignación de Capacidad y Gestión de Congestiones (Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM GL)), prevista para junio de 2018. Con ello se posibilitará el acercamiento del mercado intradiario hasta 1 hora antes del suministro, facilitándose el ajuste de los programas de producción y consumo de energía, y una mayor flexibilidad de los mismos. A la vez, se podrá disponer del margen de tiempo necesario para gestionar los servicios de regulación y balance, con utilización de las distintas plataformas europeas de regulación y balance contempladas en la Directriz de Balance Eléctrico (EB GL).
- El intercambio transfronterizo de energías de balance en la Región Sudoeste de Europa (SWE) (Plataforma BALIT), implantado en la interconexión entre España y Francia desde el 11 de junio de 2014, y en la interconexión entre España y Portugal desde el 17 de junio de 2014.
- El desarrollo de las futuras plataformas europeas para el intercambio de los distintos servicios y productos de energía de regulación y balance (Proyectos *TERRE, MARI, PICASSO e IGCC*).

El marco general se establece por la Comisión Europea desde 2009 en el Modelo Objetivo (*Target Model 2014*) para la implantación del Mercado Interior de la Electricidad en Europa. Las bases de este modelo se establecieron en Directrices Marco (*Framework Guidelines*), publicadas por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía *(ACER)*. Estas Directrices han sido desarrolladas después por la Asociación de los Operadores de los Sistemas y Gestores de las Redes de Transporte Europeos *(ENTSO-E)*, bajo la forma de Códigos de Red (*Network Codes*) y Directrices *(Guidelines)*, documentos que, una vez aprobados, pasan a ser de aplicación en todos los Estados Miembros de la UE.

De ese modo, como desarrollo del Tercer Paquete Legislativo de Energía, en vigor desde el 3 de marzo de 2011, en los últimos años han entrado en vigor de manera escalonada tres Reglamentos europeos por los que se establecen las siguientes Directrices de Mercado:

- La Directriz de Asignación de Capacidad y Solución de Congestiones *(Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM GL)),* el 14 de agosto de 2015.
- La Directriz de Asignación de Capacidad a Plazo *(Guideline on Forward Capacity Allocation (FCA GL))*, el 17 de octubre de 2016.
- La Directriz de Balance Eléctrico *(Guideline on Electricity Balancing (EB GL)),* el 18 de diciembre de 2017.

La revisión en curso del diseño del mercado eléctrico responde pues, en primer lugar, a la necesidad de implantar las Directrices de mercados *(Guidelines),* establecidas como desarrollo del Tercer Paquete Legislativo de Energía de la CE.

En concreto, las Directrices de Mercados desarrollan la gestión de las capacidades de intercambio en las interconexiones eléctricas en los distintos horizontes temporales: Largo plazo (horizontes anual y mensual), Diario ((D-1) día inmediato anterior al suministro), Intradiario ((D-1) día inmediato anterior al suministro, y D día del suministro) y Balance ((D) día de suministro). En segundo lugar, responde a la conveniencia de simplificar los procesos y de mejorar la transmisión de señales al mercado minorista. En tercer lugar, pretende el cumplimiento de objetivos de sostenibilidad en una doble vertiente. Por un lado, la sostenibilidad medioambiental, esto es, asegurar una transición energética que permita una fuerte integración de energías renovables y un sistema eléctrico bajo en carbono. Por otro lado, la sostenibilidad económica y la seguridad del sistema eléctrico, mediante el diseño de un mercado económicamente eficiente y sin riesgos para la seguridad del suministro.

Todo ello requiere de una adecuada adaptación del mercado de electricidad a la situación prevista en los próximos años, en la que la capacidad de interconexión entre los distintos sistemas eléctricos juega un papel fundamental[1] en la implantación efectiva del modelo objetivo de la Comisión Europea.

Los aspectos involucrados en la revisión del diseño del mercado son múltiples, resultando relevante poner de manifiesto la necesidad de que se generen las señales técnicas y económicas adecuadas para la inversión, la operación y la flexibilidad de las instalaciones.

Esta Comisión se ha centrado fundamentalmente en tratar con mayor profundidad el diseño de la propuesta de un nuevo mecanismo de capacidad como consecuencia de su importancia para viabilizar el mix de generación que deberá implantarse, tal como se justificará más adelante.

Dos consideraciones previas resultan necesarias. En primer lugar, tal y como se señalará posteriormente, la introducción de un nuevo mecanismo de capacidad, que sustituya a las

[1] De hecho, el aumento de las capacidades transfronterizas y la utilización de las mismas mediante mecanismos de mercado eficientes tendrá como resultado una mayor convergencia de precios y una mayor robustez de la señal de precio en cada país. Además, la posibilidad de acceder con mayor facilidad a recursos ubicados en otros sistemas reduciría la necesidad de recurrir a mecanismos de capacidad.

actuales figuras de pagos por capacidad y servicio de disponibilidad, debe hacerse de forma justificada tras la eliminación de aquellos elementos que impidan al mercado emitir las señales de precios adecuadas.

En segundo lugar, las consideraciones relativas al diseño del mercado en el marco de la transición energética hacia un sistema eléctrico bajo en carbono han de respetar el contexto actual en el que la determinación de los precios de la energía en el mercado diario se establece en la gran mayoría de países de la UE mediante la aplicación de un algoritmo común (EUPHEMIA) sobre la base de la maximización del beneficio global resultante de la casación acoplada de todas las ofertas de compra y venta de energía, del conjunto de países de la UE participantes en el acoplamiento de los mercados diarios de ámbito europeo.

3.1.2. PROPUESTA DE MEJORA DEL MERCADO ACTUAL: MECANISMOS DE CAPACIDAD

Necesidad y funcionalidades de un mecanismo de capacidad

El sistema eléctrico español, y la Península Ibérica en general, están caracterizados por una insuficiente conexión con el resto del sistema interconectado europeo; lo que se hace patente en los elevados niveles de congestión observados en la interconexión entre España y Francia[2]. Una situación diferente se observa, sin embargo, en la interconexión entre España y Portugal[3], gracias al importante desarrollo que esta interconexión eléctrica ha tenido en el marco del Mercado Ibérico (MIBEL).

Asimismo, el sistema eléctrico español, y también la Península Ibérica en su conjunto, presentan una elevada penetración de producción de energía de origen renovable y de alta variabilidad. En este contexto es previsible que, con el aumento de la producción renovable, con costes variables generalmente muy bajos y un nivel de gestionabilidad limitado, se reduzcan en toda Europa los precios de la energía eléctrica en los mercados mayoristas de energía y se reduzca sustancialmente el número de horas de funcionamiento de las tecnologías de respaldo.

La Comisión Europea enfatiza la necesidad de eliminar algunas restricciones en los mercados de energía para facilitar que el mercado emita las señales de precios adecuadas para atraer nuevas inversiones a largo plazo. Sin embargo, la eliminación de los precios máximos *(caps)* y los precios mínimos *(floors)* llevarán a los mercados de energía a dar señales más volátiles, que podrían ser de difícil aceptación desde un punto de vista social y político, hasta que los consumidores opten por la utilización de los instrumentos de cobertura de riesgos de precios disponibles.

La participación de los generadores, junto a los consumidores y elementos de almacenamiento, en los servicios de ajuste del sistema –instrumento esencial para la garantía de suministro que pone en valor su competencia tecnológica y flexibilidad operativa- tampoco proporciona una señal económica de largo plazo suficiente para la

[2] Así, se ha identificado congestión en esta interconexión en un 75,3% de las horas del año 2017, con una diferencia media de precios en el Mercado diario, entre las zonas de oferta de España y de Francia, de 10,2 €/MWh, también en el año 2017.

[3] Así, en la interconexión entre España y Portugal se han identificado congestiones en un 6,7% de las horas del año 2017, con una diferencia media de precios en el Mercado Diario, entre las zonas de oferta de España y de Portugal, de 0,4 €/MWh, también en el año 2017.

inversión en nueva capacidad firme y flexible para el suministro de la energía necesaria para la cobertura de la demanda, dado que los servicios de ajuste del sistema representan un reducido volumen económico (del orden del 5% del volumen económico total que representa el suministro de energía para la demanda).

En consecuencia, en tanto no se desarrolle la contratación a plazo con un nivel suficiente de profundidad y liquidez, y los consumidores no utilicen los instrumentos de cobertura de riesgo de precios, los mercados *energy-only* no pueden dar las señales de precio a largo plazo adecuadas. En esta situación, la recuperación de futuras inversiones para disponer de nueva capacidad y la propia viabilidad de determinadas instalaciones de generación existentes se pueden ver seriamente comprometidas.

En cualquier caso, debe señalarse que, si bien es posible, e incluso deseable, introducir mejoras en los procedimientos operativos asociados a los servicios de ajuste que estimulen la competencia en la provisión de los mismos, estos no sustituyen a un mecanismo de capacidad, que está diseñado específicamente para generar señales de largo plazo. En particular, el pago de la reserva de potencia a subir para el balance del sistema en tiempo real es una señal económica para la disponibilidad de medios para el balance del sistema eléctrico, pero esta señal no garantiza que se disponga de medios suficientes para la cobertura de la demanda, en especial en un sistema con una fuerte integración de energías renovables de alta variabilidad en la fuente primaria. No deben considerarse por tanto equivalentes un pago de la reserva de potencia a subir para el balance del sistema en tiempo real, con un mecanismo de capacidad firme y flexible que garantice la disponibilidad de medios para la cobertura de la demanda en horizontes de largo plazo (varios años). Sin embargo, aunque no equivalentes, un mecanismo de capacidad debe asegurar que los medios que se aporten para la cobertura de la demanda contribuyan también a garantizar la disponibilidad de la reserva de potencia a subir requerida para el balance del sistema en tiempo real.

Aunque la discusión sobre las ventajas e inconvenientes de los mercados con mecanismos de capacidad frente a los mercados de "solo energía" es amplia y excede de los objetivos de este informe[4], la Comisión Europea es consciente de las limitaciones de estos últimos. Se puede observar en las *Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 (2014/C 200/01)*, donde ya se establecen condiciones a satisfacer en el diseño de los mecanismos de capacidad (por ejemplo, no debe remunerarse la venta de electricidad sino solo el compromiso de suministro, medidas abiertas a productores actuales y futuros, neutralidad, etc.). También se puede observar en la Propuesta de Reglamento de Mercado Interior de la Electricidad actualmente en tramitación.

Por ello resulta necesario diseñar un nuevo mecanismo de capacidad que pueda ser aplicado cuando los análisis de cobertura, que deberán realizar todos los Estados Miembros de la UE con aplicación de una metodología común europea propuesta por ENTSO-E y aprobada por las Autoridades de Regulación, identifiquen en el correspondiente Estado Miembro riesgos para la adecuada cobertura del suministro y falta de eficacia de los posibles mecanismos alternativos (interconexiones, eliminación de "price caps", etc.). Esta metodología de

[4] Véase, por ejemplo, Chattopadhyay, D. y Alpcan, T. (2016): "Capacity and Energy-Only Markets under High Renewable Penetration", IEEE Transactions on Power Systems 31, p. 1692-1702.

análisis de cobertura incorporará indicadores de fiabilidad como el "Expected Energy Not Served" (EENS) y el "Loss Of Load Expectation" (LOLE), para los cuales ya existe un amplio bagaje técnico.

Cuando los Estados Miembros apliquen mecanismos de capacidad deberán tener implementado el cálculo de un índice de cobertura que indique de manera transparente la situación del sistema eléctrico respecto al nivel de seguridad de suministro deseado. Este índice de cobertura se calculará utilizando indicadores como el "Value Of Lost Load" (VOLL) y el "Cost Of New Entry" (CONE).

El objetivo de este mecanismo de capacidad será mantener el nivel de seguridad requerido en la capacidad de suministro del sistema eléctrico a un coste óptimo. Es decir, atraer las inversiones para la instalación de nueva capacidad de producción y mantener operativas las instalaciones de producción necesarias para cubrir las puntas de demanda extremas y aquellas situaciones de baja producción renovable, de forma que se garantice la fiabilidad del sistema en un horizonte temporal de medio y largo plazo. Asimismo, al ser el resultado de una normativa estable, el mecanismo contribuirá a proporcionar una mayor certidumbre para las nuevas inversiones en las instalaciones de producción necesarias para aportar al sistema eléctrico la firmeza y también la flexibilidad requeridas para poder disponer de un adecuado nivel de garantía de suministro en el sistema.

En términos generales, los proveedores del servicio de capacidad habrán de ofrecer una reserva de potencia efectiva que deberá cumplir con los criterios de disponibilidad que se establezcan para el servicio de capacidad firme, y el sistema deberá disponer, además, de una capacidad contrastada para la provisión de las reservas de potencia y de las energías asociadas, tanto a subir como a bajar, en los mercados de regulación y balance del sistema.

Los proveedores deben ser las instalaciones de generación, de consumo y de almacenamiento que cumplan determinados requisitos de disponibilidad efectiva, control de la disponibilidad, observabilidad y controlabilidad, verificables por el Operador del Sistema.

En ningún caso los proveedores podrán percibir retribución por otros mecanismos que sean ayudas estatales, siguiendo las *Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 (2014/C 200/01).*

En este sentido cabe destacar la reciente aprobación por parte de la Comisión Europea, a través de la DG Competencia, de seis de los mecanismos de capacidad que fueron objeto de análisis en el "Sector inquiry on capacity mechanisms" de 2016. En particular dos reservas estratégicas (Bélgica y Alemania), dos mecanismos de capacidad de mercado (Italia y Polonia), un mecanismo de gestión de la demanda (Francia) y un mecanismo de interrumpibilidad (Grecia). Se trata de los primeros mecanismos aprobados por la Comisión Europea en el marco de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 (2014/C 200/01), y por tanto una referencia marco para la definición de futuros mecanismos de capacidad en Europa.

Lecciones aprendidas de los diversos mecanismos de capacidad implantados

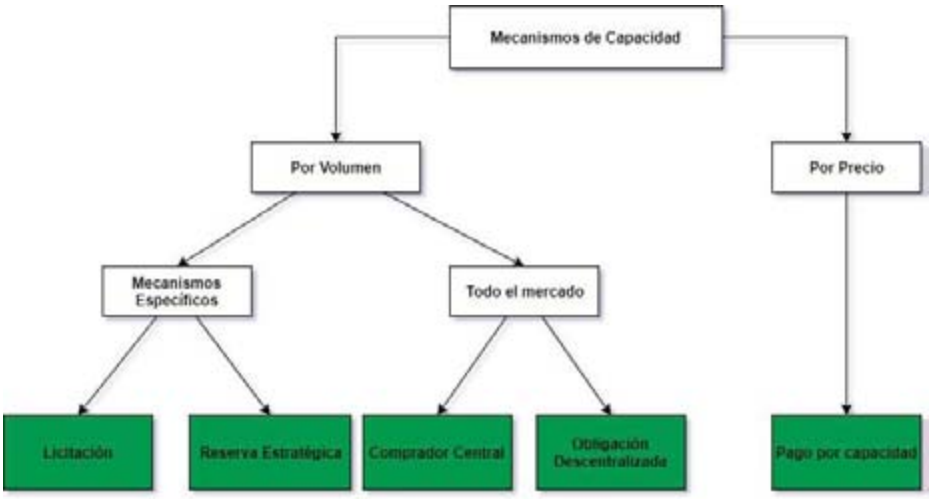
El diseño, desarrollo y utilización de los mecanismos de capacidad deberá tener en cuenta algunos aspectos importantes para evitar que:

- Se puedan sobrestimar las necesidades futuras de capacidad y por tanto se creen riesgos de incurrir en fuertes costes hundidos.
- Se puedan estancar o hacerse crónicas situaciones con capacidades que aporten la firmeza requerida, y no lleguen a cubrirse, sin embargo, las necesidades de flexibilidad del sistema, o se interfiera con la debida tendencia a la descarbonización de la economía.
- Se puedan crear nuevos subsidios a combustibles fósiles difíciles de retirar una vez introducidos.
- Se puedan crear barreras de entrada a la innovación en modulación de demanda, almacenamiento, interconexiones, etc., y se retrasen por tanto avances en las prestaciones del mercado y reformas regulatorias (en la UE o en España) que retrasen los esfuerzos de integración del Mercado Interior de la Energía.
- Los beneficiarios de estos mecanismos traten de extenderlos sine die.
- Se puedan convertir en una fuente de ingresos estables para activos que no van a ser competitivos en el corto o medio plazo y para los cuales un cierre ordenado y escalonado en un marco de transición energética sería más rentable para el interés general.
- Limiten las señales de precio y de niveles de escasez que el propio mercado proporciona en función de los niveles de capacidad disponibles en el sistema.

Para evitar estos riesgos, se deberá establecer una adecuada planificación de las subastas, cubriendo periodos de varios años (tres o más), para incentivar la participación en las mismas de nuevas instalaciones que puedan aportar la necesaria capacidad, así como acoplar los distintos periodos de las subastas, de forma que puedan estar bien alineados y ser complementarios, así como establecer mecanismos de salida para los proveedores de los servicios de capacidad que lo deseen.

Se presenta a continuación un gráfico en el que se presentan de forma estructurada, los diferentes modelos de mecanismos de capacidad definidos:

Gráfico 3.1.2. Clasificación de los mecanismos de capacidad



Fuente: Baker et al. (2015)

En el Anexo 3.1.1 de este Capítulo se describen las soluciones adoptadas en otros países europeos que disponen ya de mecanismos de capacidad, o tienen prevista su implantación: Portugal, Francia, Alemania, Italia, Irlanda y Gran Bretaña.

A modo de síntesis, se muestra a continuación una tabla en la que se resumen los mecanismos de capacidad de los citados países[5].

Tabla 3.1.1. Principales características de los mecanismos de capacidad en 6 países europeos

TIPO DE MERCADO	**Portugal**	Subastas competitivas de capacidad
	Francia	Mercado de "certificados de capacidad" entre "vendedores de capacidad" y "compradores de capacidad"
	Alemania	Los dos mecanismos alemanes son de tipo "Strategic Reserve"
	Italia	Subastas competitivas de capacidad.
	Irlanda*	Subastas competitivas de capacidad.
	Gran Bretaña	Subastas competitivas de capacidad
PRODUCTO	**Portugal**	Disponibilidad de la potencia instalada (generación), agregadores de demanda y comercializadores de último recurso
	Francia	"Garantías de capacidad" de 0,1 MW, necesitando la agregación de mínimo 1 MW para obtener el "certificado de capacidad".
	Alemania *NetzReserve*	Instrumentos de los TSOs para contratar capacidad para resolver congestiones de red, de carácter regional.
	Alemania *KapazitaetsReserve*	Instrumento de los TSOs para contratar capacidad para situaciones excepcionales por necesidades de cobertura. Estas instalaciones quedan fuera del mercado, y sólo pueden programarse por orden del TSO.
	Italia	Productos zonales (para cada una de las 6 zonas eléctricas en las que se divide Italia) de tipo "reliability option" de tres años de duración.
	Irlanda*	Instrumento de los TSOs para activar potencia disponible a un precio regulado.
	Gran Bretaña	Capacidad asignada a través de procedimiento marginalista (*clearing capacity* y *clearing price*) en 2 horizontes: 4 años y 1 año
ELEGIBILIDAD	**Portugal**	Generadores con potencia >10 MW (en cualquiera de los EEMM) y agentes del mercado que presten servicios de gestión de la demanda y agreguen como mínimo 10 MW.
	Francia	Vendedores: toda la generación tanto existente como nueva, además de la demanda, permitiéndose la agregación. Compradores: fundamentalmente las comercializadoras.

5 En Estados Unidos, sistemas como el PJM, que gestiona la red de alta tensión y los mercados mayoristas en 14 estados de Estados Unidos (RPM), así como el de Texas y el de Nueva York (ICAP), también utilizan mecanismos de capacidad. En Latinoamérica, Colombia también es un caso significativo de aplicación de estos mecanismos.

	Alemania ***NetzReserve***	Abierto sólo a generación y almacenamiento: • Servicio obligatorio: para centrales que no operan actualmente o cuyo cierre se les ha denegado • Servicio voluntario: abierto a otros operadores si no se cubren las necesidades.
	Alemania ***KapazitaetsReserve***	Abierto a generación, almacenamiento y demanda.
	Italia	Abierto a generación, almacenamiento y demanda (incluso operadores de otros países).
	Irlanda*	Abierto a generación, demanda e interconectores.
	Gran Bretaña	Generación nueva/ya existente, elementos de almacenamiento, demanda e interconectores; se exceptúan sujetos con subsidios previos
VOLUMEN	**Portugal**	El TSO será el encargado de proponer el requerimiento necesario.
	Francia	El volumen total necesario para Francia está estimado en 90.000 MW.
	Alemania ***NetzReserve***	El regulador evalúa el requerimiento de capacidad de reserva de generación antes del 30 de abril de cada año.
	Alemania ***KapazitaetsReserve***	El requerimiento de reserva de capacidad se calcula para cada periodo de 2 años y será como máximo de 2 GW.
	Italia	El TSO será el encargado de gestionar el mecanismo y calcular las necesidades de capacidad.
	Irlanda*	Las autoridades reguladoras en colaboración con los TSOs son las encargadas de calcular y aprobar la capacidad de generación requerida para el año siguiente.
	Gran Bretaña	El TSO envía a OFGEM el volumen de capacidad necesario para cubrir la punta de demanda a 4 años y a 1 año vista.
ASIGNACIÓN	**Portugal**	Subastas de reloj descendente con precio máximo fijado por el gobierno. Precalificación previa requerida.
	Francia	Los intercambios de las garantías de capacidad se establecen en las plataformas de OTCs o en los mercados organizados (EPEX Spot).
	Alemania ***NetzReserve***	Servicio obligatorio: negociación bilateral en base a una metodología publicada. Servicio voluntario: subasta competitiva abierta a operadores de otros países.
	Alemania ***KapazitaetsReserve***	Por medio de subasta competitiva.
	Italia	Por medio de subastas competitivas con diferentes horizontes.
	Irlanda*	Mecanismo de subastas competitivas de diferentes horizontes. Precalificación previa requerida.
	Gran Bretaña	2 mecanismos de subasta competitivos en T-4 años y T-1 año → clearing capacity y clearing Price (marginal)

* República de Irlanda e Irlanda del Norte

A continuación, se formula la propuesta de mecanismo de capacidad y se detallan sus principales características.

Propuesta de mecanismo de capacidad para el sistema eléctrico español

El mecanismo de capacidad que se establezca en el sistema eléctrico español deberá ser consistente con los requerimientos de las *Directrices de Ayudas de Estado de la UE*, el *Informe Final de la investigación sectorial sobre mecanismos de capacidad* y también con lo establecido en el futuro *Paquete de Energía Limpia ("Clean Energy for all Europeans").* En ese marco, a continuación, se detallan algunas características más específicas sobre el diseño y soluciones susceptibles de ser adoptadas por un mecanismo de capacidad para el caso español.

- **Principios de diseño. -** Las principales características del mecanismo de capacidad diseñado para garantizar la seguridad del suministro deberían ser las siguientes:
  - Deberá estar basado en el uso de mecanismos competitivos para su asignación. Su diseño no deberá distorsionar el funcionamiento del mercado de energía.
  - Se subastarán los productos de capacidad firme y de capacidad flexible que el sistema requiera de forma diferenciada. En cualquier caso, los productos que se ofrezcan deberán estar disponibles cuando sean requeridos por el Operador del Sistema.
  - Las subastas deberán cubrir un horizonte de medio/largo plazo (de tres a cinco años), para incentivar la participación tanto de las instalaciones existentes, como de aquellas instalaciones que prevean su entrada en funcionamiento en el periodo de cobertura de la subasta (incluidas las repotenciaciones).
  - Estas subastas de medio/largo plazo podrán complementarse con subastas anuales para el adecuado ajuste del cumplimiento de los requisitos de capacidad firme y de capacidad flexible en horizontes de más corto plazo.
  - Aunque inicialmente puede tener carácter nacional, debe habilitarse lo más rápidamente posible en la subasta de capacidad la participación transfronteriza en los términos que determine la normativa comunitaria, en la medida que esto sea posible de acuerdo con la disponibilidad efectiva de capacidad de interconexión. Esta participación transfronteriza requerirá la definición de mecanismos coordinados para la adecuada gestión de las posibles situaciones de escasez de medios para la cobertura de la demanda simultánea en más de un sistema eléctrico de la región. Asimismo, habrán de armonizarse los precios máximos en el mercado de energía (*price caps*) con los países vecinos de la UE.
  - La capacidad a contratar y el mecanismo de asignación serán establecidos de forma centralizada *("central buyer")*, mediante un proceso en el que compitan todos los potenciales proveedores y en el que se fijará el precio a pagar a las ofertas que hayan resultado adjudicatarias en cada uno de los productos subastados.

- En función de la evolución del parque generador español en los próximos años, de acuerdo con los escenarios de transición energética analizados en este documento, y de lo que establezca la normativa europea, se podrá considerar limitar la participación en la subasta de capacidad firme de las instalaciones con tasas de emisiones de CO2 superiores a un cierto umbral.
- La subasta del producto de capacidad firme, con capacidad de suministro de la energía asociada, será complementada con una subasta de capacidad flexible para garantizar la disponibilidad de las reservas de potencia, y de las energías de regulación y balance asociadas, necesarias para garantizar la seguridad y calidad del suministro en el sistema eléctrico.

❖ **Mecanismos de asignación. -** La asignación de los servicios de capacidad firme y de capacidad flexible, deberá realizarse mediante sendos mecanismos de subastas competitivas en las que, a igualdad de precio, se priorizará a aquellas tecnologías bajas en carbono y que sean capaces de aportar inercia al sistema eléctrico.

❖ **Proveedores de estos servicios. -** Los proveedores del servicio de capacidad firme podrán ser las instalaciones de generación (sin discriminación por tecnologías), de consumo y de almacenamiento que cumplan con los requisitos de firmeza establecidos y que serán verificados por el Operador del Sistema.

Los proveedores del servicio de capacidad flexible serán las instalaciones de generación (sin discriminación por tecnologías), de consumo y de almacenamiento que dispongan de la correspondiente habilitación para su participación en los servicios de regulación y balance del sistema, tras la superación con éxito de las pruebas establecidas al efecto en la normativa de aplicación vigente.

❖ **Volúmenes de capacidad firme y de capacidad flexible a subastar. -** El volumen de capacidad firme a subastar se calculará sobre la base de la demanda máxima de consumo prevista, con los coeficientes de mayoración que correspondan para llegar al índice de cobertura requerido.

El volumen de capacidad flexible a subastar será determinado y publicado por el operador del sistema, teniendo en cuenta los requisitos de disponibilidad de reservas de potencia y de energías de regulación y balance, establecidos en la regulación de aplicación vigente.

❖ **Periodo de cobertura.** - Las subastas se realizarán para periodos de cobertura de 3 a 5 años. Periodos inferiores a 3 años, pueden suponer incentivos insuficientes para acometer nuevas inversiones. Periodos superiores a 5 años pueden llevar a errores de estimación que representarán un coste para el consumidor. Para permitir la participación de instalaciones de generación en construcción, las asignaciones de capacidad firme y de capacidad flexible tendrán lugar hasta el año n-1; y se podrán realizar tantas subastas como años se incluyan en el periodo de cobertura.

❖ **Verificación. -** Las disponibilidades de capacidad firme y de capacidad flexible para la provisión de los servicios de ajuste requeridos en el sistema, de las instalaciones proveedoras serán verificadas por el Operador del Sistema.

❖ **Retribución. -** Se calculará sobre la base del precio de la última oferta asignada en cada subasta (precio marginal).

❖ **Repercusión del coste. -** El coste de la capacidad firme adquirida será repercutido sobre todos los consumos (consumidores directos en mercado, comercializadores

de electricidad, gestores de cargas, etc., y los sujetos representantes de los mismos), en función de la capacidad de potencia instantánea de la que se desea disponer.
El coste del servicio de capacidad flexible para la provisión de los servicios de ajuste requeridos en el sistema, será liquidado de acuerdo con lo que se establezca en los procedimientos de operación de aplicación vigentes.

- **Incentivación del cumplimiento.** -Los incumplimientos del servicio de capacidad firme asignado supondrán la pérdida de la retribución y, en su caso, una penalización económica.
  En el caso del producto de capacidad flexible, los posibles incumplimientos podrán llevar asociadas penalizaciones económicas que incentiven el adecuado cumplimiento del servicio asignado.
- **Requisitos de los adjudicatarios del servicio de capacidad firme. -** Los proveedores a los que les sea asignado el servicio de capacidad firme en la subasta estarán obligados a cumplir con unos determinados porcentajes mínimos de disponibilidad en las condiciones que se establezcan regulatoriamente.

Hibernación

Cuando en el sistema eléctrico se registre un importante exceso de capacidad, es previsible que algunas centrales no consigan ser asignatarias de pagos por capacidad en la subasta descrita en el apartado anterior. En consecuencia, si el margen del mercado de energía no les permite cubrir sus costes fijos de operación y mantenimiento estarán abocadas al cierre.

Sin embargo, es posible que mantenerlas hibernadas sea conveniente para el sistema eléctrico. En efecto, los costes anuales de mantener una central hibernada son reducidos y, si la demanda de capacidad se recupera en un periodo breve de tiempo, el coste de la hibernación puede ser inferior al coste de construir una nueva central.

Por esta razón, esta Comisión considera que esta opción puede ser un instrumento adecuado siempre que no dé lugar a una reducción de la garantía de suministro, proporcione en el futuro una capacidad necesaria, no reduzca el nivel de competencia en los mercados, ni lleve asociado un sobrecoste adicional para los consumidores.

3.1.3. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

En los escenarios proyectados en el capítulo 1 se asume la incorporación de una importante capacidad de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes de origen renovable, particularmente fotovoltaica y eólica. En concreto, frente al parque actual y el ya comprometido en las subastas realizadas en enero de 2016 y mayo y julio de 2017, el escenario base asume la incorporación de aproximadamente 40.000 MW de generación fotovoltaica, y 3.000 MW de generación eólica, sin menoscabo de que los análisis de sensibilidad realizados sobre esa cifra sugieran un reparto distinto. En este contexto, resulta conveniente hacer una reflexión sobre cuáles pueden ser los mecanismos de entrada de esa nueva capacidad.

Una posibilidad es que la bajada de costes de las energías renovables haga innecesario mantener los sistemas de apoyo utilizados hasta el momento. Bajo este supuesto, las

energías renovables, mediante su participación en los distintos mercados de capacidad o de energía, recuperaría sus inversiones. Ahora bien, si las energías renovables no alcanzan el nivel de competitividad necesario, y sigue siendo necesario cumplir con objetivos de penetración de energías renovables en el sistema, puede ser necesario disponer de mecanismos de apoyo adicionales.

Actualmente la mayor parte de la nueva capacidad fotovoltaica y eólica se incorpora al sistema eléctrico mediante la asignación del régimen retributivo establecido en el Real Decreto 413/2014, tras la correspondiente adjudicación en subastas competitivas. En concreto, tras las tres subastas de 2016 y 2017 se prevé la incorporación de 8.737 MW (4.608 MW de energía eólica, 3.910 MW de fotovoltaica y los 219 MW que restan, de biomasa y residuos).

El sistema de subastas actualmente vigente está diseñado como subastas de capacidad en sobre cerrado, con sistema marginal y precio marginal uniforme, y con neutralidad tecnológica[6].

Las tres subastas realizadas en 2016 y 2017 se han cerrado con el porcentaje máximo de reducción permitido sobre el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia[7], lo que implicaba alcanzar los sobrecostes unitarios marginales mínimos, definidos en términos de €/MWh.

El sistema actual de subastas en España, basado en la potencia instalada como producto a subastar, tiene la ventaja de la predictibilidad en la retribución para el sistema, ya que esa retribución se establece en función de la capacidad (asumiendo que se sobrepasan las horas mínimas), que es conocida, y no mediante una retribución a los MWh generados. En otras, palabras posibilita la predictibilidad del coste de esa nueva potencia sobre el coste del mercado. Este sistema es, además, coherente con el régimen económico para el conjunto de los generadores acogidos al régimen de retribución del Real Decreto 413/2014, que para estas tecnologías se basa en un régimen retributivo por unidad de potencia instalada y la reducción de la incertidumbre sobre la estimación del precio de la energía en el mercado mediante el establecimiento de límites superiores e inferiores a dicha estimación. En la práctica, ello implica una compartición del riesgo entre el sistema y el generador mediante el establecimiento de unas bandas de precios, que genera un valor de ajuste que será reliquidado tras cada semiperiodo regulatorio. Al tiempo se facilita que se revele el coste real de esa generación, hecho del que se beneficiarán los consumidores.

El diseño actual de la subasta ha permitido cubrir la potencia demandada en cada concurso, de forma que su puesta en servicio dará lugar a la incorporación de nueva capacidad sin que se produzcan sobrecostes para el sistema, situación que persistiría en la medida en que una

[6] Realmente, la primera subasta (enero 2016) y la tercera (julio 2017) acotaba las tecnologías a eólica y biomasa con cupos predeterminados (en la primera subasta) y a eólica y fotovoltaica sin cupo (en la tercera subasta). En sentido estricto, solo la segunda subasta (mayo 2017) ha sido puramente neutral en el sentido de estar abierta a todas las tecnologías renovables.

[7] En la segunda subasta, esos porcentajes fueron del 63,43%, 51,22% y 99,99% paras las tecnologías eólica, fotovoltaica y resto, de modo que el sobrecoste unitario mínimo se establecía en -9,462 €/MWh. En la tercera subasta, en la que se eliminó el tercer grupo, la reducción máxima permitida pasó a ser de 87,08% en eólica y 69,88% en fotovoltaica, lo que llevaba a un sobrecoste unitario mínimo de -18,59 €/MWh. En la primera subasta el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial fue del 100%, no habiendo un límite preestablecido.

caída del precio de mercado por debajo del precio "suelo" que se deriva de las subastas no llevara a activar la remuneración complementaria.

Sin embargo, el hecho de que estas tres subastas hayan funcionado bien no presupone que el diseño actual sea necesariamente el adecuado para garantizar en todo momento la entrada de generación renovable en el sistema. La eventual modificación del diseño de la subasta puede ser parcial o más profunda, siempre que se ponga de manifiesto que el diseño actual no es suficiente para cubrir la necesidad de nuevas instalaciones de producción de energía renovable Así, por ejemplo, la normativa que vaya desarrollando las subastas puede alterar el suelo mínimo de reducción e incluso eliminarlo si se verifica esta necesidad. También, eventualmente, cabría plantear si deben establecerse limitaciones a la cantidad adjudicada a un solo generador en función de la configuración de nuevas subastas o la ineficacia de las actuales subastas y siempre que esto no afecte al coste de la subasta. Esto último debería instrumentarse de modo que se tuviera en cuenta no solo la capacidad asignada en la subasta actual, sino la cuota en términos del stock de generación ya disponible.

Pero incluso modificaciones parciales del diseño de la subasta no tienen por qué garantizar en todo momento la incorporación suficiente de capacidad de generación renovable. Así, por ejemplo, la penetración muy pronunciada de energía fotovoltaica puede reducir sustancialmente el precio en las horas del día en las que precisamente ésta se incorpora al sistema, dificultando la recuperación de la inversión si el mecanismo retributivo no contempla adecuadamente el aumento de la retribución complementaria. Naturalmente, el margen también dependerá de la propia disminución de los costes de inversión en estas instalaciones y la evolución del precio de las tecnologías marginales, además de que el desarrollo de sistemas de almacenamiento también pueda ir modificando la relevancia de esta situación.

Si se observase que efectivamente el mecanismo de apoyo no fuese el adecuado, podrían plantearse cambios más sustanciales en el diseño. En este sentido, podría pensarse tanto en subastas de capacidad con un diseño distinto al actual, o bien subastas de energía. Ambas posibilidades tienen distintas ventajas e inconvenientes, que dependen en gran medida del diseño concreto adoptado. En cualquier caso, la solución adoptada deberá tratar de optimizar la señal ofrecida a los inversores (y por tanto el volumen de potencia instalado), el coste para los consumidores, y la compatibilidad con la operación correcta del sistema a corto plazo.

Los mecanismos de subastas (sean de capacidad o de energía) son compatibles con el aseguramiento privado asociado a los PPAs (*Power Purchasing Agreements*), figura que, si bien está acaparando gran interés, aún requerirá de tiempo antes de que se constate su recorrido efectivo en los nuevos proyectos de generación renovable.

Otro cambio importante sería plantear subastas no neutrales tecnológicamente. El asunto de la neutralidad es un tema discutido, ya que es siempre difícil establecer condiciones que aseguren un terreno de juego completamente equilibrado entre tecnologías muy distintas. Además, las prestaciones de esas tecnologías son también muy distintas, y el propio sistema podría requerir de la incorporación de tecnologías renovables específicas.

En concreto, podría ser de interés apoyar a alguna tecnología no madura que difícilmente resultaría adjudicataria si sólo hubiera subastas neutras tecnológicamente. Sin embargo, las ventajas que pueden proporcionar al conjunto del sistema una determinada tecnología renovable (por ejemplo, en términos de curva horaria de generación) deben valorarse en relación con el sobrecoste marginal respecto a la tecnología más barata y la probable reducción de competencia entre los agentes. Además, el desarrollo que pueda realizarse en los sistemas de almacenamiento podría afectar de modo decisivo a esa comparativa.

Un ejemplo podría ser la eólica flotante, que podría llegar a ser de interés en áreas donde las limitaciones de espacio sean evidentes pero haya recurso eólico marino (como en los sistemas insulares). Ese apoyo, de existir, debería ser en cualquier caso limitado y estar plenamente justificado, e incluso plantearse si debe ser la política industrial (apoyo al I+D+i) la que cubriese el sobrecoste de esa nueva capacidad ya en su fase comercial.

Sin embargo, no debe olvidarse que la ejecución de subastas por tecnología supondría una reducción de la competencia entre los agentes respecto de la subasta única neutral y que, previsiblemente, los resultados alcanzados tendrían un sobrecoste mayor.

En definitiva, esta Comisión considera que si bien el sistema actual está permitiendo cubrir la potencia demandada en cada concurso de forma que el sistema pueda incorporar nueva capacidad de modo adecuado, debe reevaluarse continuamente, si se pone de manifiesto que pueden no ser la vía correcta y plantearse de nuevo, cuál es el diseño que emita las señales más favorables para una incorporación progresiva, sostenible y al menor coste posible de nueva generación renovable. Ello debe partir siempre de la premisa de que el diseño de las subastas debe garantizar la máxima competencia posible entre los productores potenciales y los menores costes para el conjunto del sistema.

Además, esta reevaluación continua debe hacerse en un marco planificado que permita la incorporación progresiva de nueva generación renovable (no necesariamente de modo lineal) y que evite fenómenos de parada y arranque de los proyectos, y de la capacidad técnica y productiva que está detrás de los mismos. La planificación no tiene por qué implicar un calendario a largo plazo cerrado, pero sí al menos un importante grado de compromiso regulatorio que ayude a los interesados en participar en las mismas a organizar sus estrategias. En este sentido, un calendario que facilite la previsibilidad y regularidad de subastas se valora positivamente.

Además, no debe olvidarse que parte de la nueva generación renovable que ya se está incorporando, y también parte de la que previsiblemente lo haga en el futuro, lo hace fuera del sistema de retribución asignado en las subastas[8]. Eso ocurre tanto en la fotovoltaica como en la generación eólica, esta última mediante la repotenciación de parques que ya han agotado su vida útil regulatoria, y se espera que suceda con la generación distribuida. Incluso cabría plantear si la propia existencia de las subastas de asignación podría llegar a perder su relevancia, ya que sería solo el mercado el que permitiría, sin complemento retributivo, la entrada de nueva generación. Es importante que, en cualquier caso, los

[8] En concreto, se prevé que hasta el año 2020 se incorporen alrededor de 1.000 MW de nueva generación fotovoltaica que no estaría acogida al sistema de retribución regulada.

procedimientos administrativos no penalicen la incorporación de estas nuevas plantas que entran en el sistema sin retribución complementaria.

Por último, se considera conveniente mantener la prioridad de despacho[9] a igualdad de coste para Instalaciones Renovables (RES) y de Cogeneración de Alta Eficiencia (CAE) en todos los mercados siempre que la normativa comunitaria lo permita. Este modelo es el vigente actualmente en España en los mercados de servicios de ajuste del sistema, y contribuye a maximizar la integración de renovables y de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia sin incrementar los costes del sistema, y a lograr los objetivos de integración de renovables.

3.1.4. INTEGRACIÓN EN EL MERCADO DE LOS DISTINTOS ELEMENTOS DE FLEXIBILIDAD

En la propuesta de revisión de la Directiva de Renovables incluida en el Paquete de Energía Limpia (*Clean Energy Package (CEP) for All Europeans*) se plantea alcanzar en el año 2030 el objetivo de que el 27% de la energía primaria proceda de fuentes renovables. En la fase de enmiendas de esta propuesta de Directiva, el Parlamento Europeo ha propuesto elevar hasta el 35% el objetivo correspondiente al año 2030. La traslación de estos ambiciosos objetivos al sector eléctrico representará que en el año 2030 se deba superar el 60% de penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico español.

Este nuevo escenario supondrá necesariamente que los nuevos recursos flexibles (renovables, almacenamiento y demanda) deberán participar en los servicios de ajuste del sistema con los mismos derechos y obligaciones que el resto de recursos y tecnologías.

Estos requisitos de mayor flexibilidad y contribución a los servicios de ajuste del sistema se han ido plasmando ya en las directrices y códigos de red europeos, así como en las propuestas de Directiva y Reglamento sobre el Mercado Interior de la Energía, que forman parte del Paquete de Energía Limpia *(CEP)* de la CE.

En España, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014 establecen ya principios coherentes con los mencionados anteriormente, respecto a la participación de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos (RCR) en los servicios de ajuste del sistema, y en el mercado de producción, en general.

Están aún pendientes, sin embargo, algunos desarrollos regulatorios necesarios para contemplar a los nuevos actores del sistema eléctrico (agregadores independientes de demanda, recursos de almacenamiento, puntos de recarga del vehículo eléctrico, autoconsumo, etc.), que deberían acometerse lo antes posible.

Para posibilitar una integración eficiente de todos los elementos de flexibilidad en el sistema eléctrico español se considera necesario establecer una serie de requisitos comunes de carácter general de tipo técnico, relativos a la observabilidad (envío de telemedidas en tiempo real) y controlabilidad (adscripción a un centro de control). Estos requisitos han de

[9] A este respecto, es conveniente tener en cuenta que, según se diseñe el mecanismo de retribución para las tecnologías renovables, la prioridad de despacho podría dar lugar a asignaciones ineficientes para el sistema. Por ejemplo, si el pago por capacidad va asociado a un número de horas mínimas de funcionamiento y ello lleva a las instalaciones renovables a hacer ofertas a precio cero en lugar de revelar su coste incremental.

ser aplicables a todas aquellas instalaciones individuales (o agregadas) cuya potencia instalada (o suma de potencias instaladas) supere unos determinados umbrales de observabilidad y controlabilidad que determine el Operador del Sistema.

Asimismo, se consideran los siguientes requisitos para la integración en los mercados de Servicios de Ajuste del Sistema:

- Mismos derechos y obligaciones para todo tipo tecnologías. Condiciones de participación neutrales tecnológicamente.
- Separación entre recursos de generación y de demanda.
- Agregación de las instalaciones por tecnologías.
- Pruebas comunes de habilitación en los servicios de ajuste de carácter potestativo.
- Responsabilidad ante desvíos de programa para todo tipo de instalaciones (ya vigente en el sistema eléctrico español para todas las instalaciones de generación).

Adicionalmente, en función de cada tecnología, será necesario precisar algunos requisitos específicos que maximicen la integración de los recursos existentes, y/o posibiliten el despegue de algunos avances tecnológicos.

A continuación, se recogen algunas de los requerimientos que se han detectado como facilitadores, en función de cada tipo de recurso.

Demanda flexible

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico ya establece que los consumidores, bien directamente o a través de comercializadores, podrán participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

No obstante, está aún pendiente el desarrollo regulatorio para la posible participación de la demanda, bien directamente o mediante agregadores, en los servicios de ajuste del sistema, lo que permitirá a los sujetos con recursos de demanda obtener mejores remuneraciones e introducirá mayor competencia en los mercados de servicios de balance.

Esta participación de la demanda en los servicios de balance mediante agregadores ya está implantada en otros países europeos (Francia y Reino Unido, por ejemplo).

Con la entrada en vigor de la Directriz de Balance Eléctrico *(EB GL)* se hará obligatorio este desarrollo normativo para posibilitar la participación de la demanda en los servicios de balance de los distintos Estados Miembros de la UE.

Almacenamiento

En junio de 2016 la Comisión Europea *(CE)* facilitó por primera vez en el ámbito regulatorio una definición del concepto de almacenamiento, definición que se ha trasladado también a la propuesta de nueva Directiva del Mercado Interior de la Electricidad (MIE), incluida en el Paquete de Energía Limpia *(CEP)*: "*Energy storage in the electricity system would be defined as the act of deferring an amount of the energy that was generated to the moment of use, either as final energy or converted into another energy carrier*."

En el mencionado documento de la CE se indica que el almacenamiento de energía puede ser un instrumento fundamental para facilitar la integración de las renovables (reduciendo vertidos) y para mejorar la garantía de suministro. Por esa razón, se aboga por que la participación de esta tecnología en los servicios de ajuste del sistema sea recompensada sobre la misma base que se retribuye a los proveedores alternativos de dichos servicios (demanda o generación flexible); es decir, sin que se vean penalizados ni beneficiados por el apoyo recibido del sistema.

Para este tipo de activos se identifican 3 servicios clave:

- Facilitador de la integración de energías renovables en el sistema y de la reducción de vertidos
- Proveedor de servicios de ajuste del sistema
- Alternativa tecnológica al desarrollo de la red.

Con carácter general, la gestión de activos de almacenamiento se debe llevar a cabo por medio de mecanismos de mercado y en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías.

Señales de precio al mercado minorista

En el nuevo modelo de mercado al que nos dirigimos, es importante que los consumidores tengan un papel central. En este sentido, modelos como el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), implantado en España, se consideran importantes para conseguir que el consumidor sea sensible a las señales de precio que proporciona el mercado diario mayorista de producción.

La actuación de los agregadores de demanda posibilitará una mayor participación de los consumidores domésticos y del autoconsumo en los servicios de balance.

En cualquier caso, los consumidores que lo deseen siempre podrán cubrir su riesgo de precio mediante la contratación a plazo con los comercializadores que entiendan oportuno.

3.1.5. RESERVA DE ÚLTIMO RECURSO: SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad es hoy un servicio puesto a disposición del Operador del Sistema (OS) como instrumento de último recurso para evitar impactos negativos sobre el funcionamiento seguro del sistema eléctrico cuando no es posible mantener el ineludible equilibrio consumo-generación actuando sobre el incremento de esta última variable.

Este servicio es prestado por un conjunto de consumidores que deben reducir su potencia consumida hasta un valor de potencia residual acordado, en respuesta a una orden del Operador del Sistema, atendiendo a las necesidades del sistema en tiempo real, de acuerdo, esencialmente, con criterios de seguridad (técnicos) y en su caso, de menor coste (económicos).

La interrumpibilidad es una reserva de último recurso que cobra una especial relevancia en el sistema eléctrico español, caracterizado por una fuerte presencia de energías renovables que presentan una fuerte variabilidad y falta de firmeza, así como por una débil interconexión eléctrica con el resto del sistema eléctrico europeo; resulta importante tener

en cuenta que la capacidad de intercambio de España (3% de la potencia instalada) está muy por debajo del objetivo marcado por la Unión Europea en el Consejo Europeo de 2002 (10% de la potencia instalada).

En ese sentido, el servicio de interrumpibilidad es un instrumento que debería integrarse progresivamente en un esquema coherente en el que la provisión de servicios desde el lado de la oferta, la gestión de la demanda y los procedimientos de hibernación garanticen el equilibrio del sistema con distintos plazos y al menor coste[10] posible.

Con su configuración actual, tanto en 2016 como en 2017 el Operador del Sistema ha activado el servicio de Interrumpibilidad a efectos de mantener la seguridad del sistema como consecuencia de restricciones zonales, que hubieran podido derivar en una pérdida de suministro.

Si bien actualmente la asignación del recurso de demanda interrumpible ya se realiza mediante un procedimiento competitivo, el refuerzo de esa característica se presenta como un elemento de diseño necesario en el que se debería profundizar a corto plazo, sin renunciar a que ese rediseño se haga, como se ha señalado anteriormente, teniendo en consideración un contexto más amplio de implementación de los mecanismos de capacidad y reservas estratégicas.

La siguiente tabla recoge una síntesis de los mecanismos de interrumpibilidad existentes en algunos países de nuestro entorno (Portugal, Francia, Alemania e Italia).

Tabla 3.1.2. Principales características del servicio de interrumpibilidad en 4 países europeos

PRODUCTO	**Portugal**	***Serviço de interruptibilidade***. Reducción de demanda a solicitud del operador del sistema con preavisos desde 2 horas hasta instantánea.
	Francia	***Capacités interruptibles.*** Dos productos: Instantáneo 1 movilizado en un tiempo inferior o igual a 5 s e instantáneo 2 movilizado en tiempo inferior o igual a 30 s.
	Alemania	***ABLAV***. Dos productos: Instantáneo (sofort) movilizado en menos de 1 s y rápido (schnell) movilizado en menos 15 m.
	Italia	***Servizio d'interrompibilita***. Dos productos: Producto instantáneo, movilizado en menos de 200 ms y producto de emergencia, movilizado en menos de 5 s.
ELEGIBILIDAD	**Portugal**	Consumidores de al menos 4 MW de capacidad de reducción.
	Francia	Consumidores conectados a la Red de Transporte. Para el producto instantáneo 1, consumidores que ofrezcan al menos 40 MW durante un mínimo de 7.500 h. Para el producto 2 entre 25 MW y 100 MW durante un mínimo de 4.500 h.
	Alemania	Tamaño mínimo 5 MW, con posibilidad de agregación para alcanzarlos.
	Italia	Consumidores de al menos 1 MW, permitiéndose la prestación por agregación.
VOLUMEN	**Portugal**	No hay volumen máximo requerido.
	Francia	En 2016, 1.200 MW para el producto 1 y 400 MW para el producto 2.

[10] El coste de este servicio se ha venido reduciendo sistemáticamente en los últimos años. Así con un volumen del orden de los 375 M€ para 2018, esta cifra es el 55% del coste que el servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad tenía en 2013.

	Alemania	Máximo 1.500 MW con horizonte semanal. 750 MW de producto instantáneo y 750 MW de producto rápido.
	Italia	3.300 MW para el trienio 2015-2017. En 2017 se han añadido adicionalmente 500 MW en el primer trimestre y otros 500 MW en el periodo del 19 de junio al 31 de julio. También 3.300 MW en Italia continental y 253 MW en Sicilia y Cerdeña para el trienio 2018-2020, a lo que se añaden en 2018 otros 655 MW para Italia continental
ASIGNACIÓN	**Portugal**	Contratación bilateral entre el operador del sistema y el consumidor.
	Francia	Mediante envío de ofertas a RTE. Se presenta oferta técnica y económica. Una vez validada la oferta técnica se asignan las de menor precio hasta cubrir el requerimiento.
	Alemania	Subastas electrónicas semanales de tipo sobre cerrado y pay-as-bid.
	Italia	Proceso electrónico tipo sobre cerrado con precio marginal y plataforma electrónica.

ANEXO 3.1.1. SOLUCIONES ADOPTADAS EN OTROS PAÍSES CON MECANISMOS DE CAPACIDAD

PORTUGAL

En la actualidad, Portugal dispone del mecanismo de capacidad denominado **Reserva de Seguridad *(Reserva de Segurança*)**, mecanismo que entró en vigor en enero de 2017 y que fue asignado mediante subastas realizadas en marzo de 2017. Este nuevo mecanismo sustituye al antiguo mecanismo de disponibilidad, si bien las centrales hidráulicas pueden optar al nuevo mecanismo o mantenerse en el marco anterior de incentivo a la inversión de largo plazo.

En la Portaria 41/2017 de 27 de enero se regula el servicio de reserva de seguridad "reserva de segurança", como un servicio prestado al sistema y remunerado por criterios de mercado.

Se trata de un *market-wide mechanism – volumen based – Central buyer*.

Es un mecanismo destinado a asegurar un adecuado grado de cobertura de la demanda de electricidad, y una adecuada gestión de la disponibilidad de las centrales de generación y de la respuesta de la demanda.

El producto es la **disponibilidad de la potencia instalada** de las centrales de producción de electricidad, de los agentes que presten servicios de gestión de la demanda y de los comercializadores de último recurso por su cartera de producción renovable:

- En el caso de las centrales de producción convencional, se trata de la disponibilidad de su potencia instalada (con penalizaciones por indisponibilidad).
- En el caso de la generación renovable, el producto se presta mediante cartera, de forma que se compara la producción real cuarto-horaria con la potencia asignada, a efectos de la verificación.
- Para el caso de la respuesta de la demanda no se ha implementado aún la verificación, por lo que en las primeras subastas no se ha asignado este tipo de recurso.

A efectos de verificar la disponibilidad, los agentes están obligados a comunicar al operador del sistema cualquier evento que reduzca su disponibilidad, informando de las fechas de inicio y fin del mismo.

Igualmente el operador del sistema debe realizar una prueba de disponibilidad, siempre que sea necesario, a la finalización de los eventos que reduzcan la disponibilidad. El incumplimiento de dichas pruebas dará lugar a una penalización, función del número de incumplimientos, y que dará lugar a la rescisión del contrato en el caso del tercer incumplimiento.

Podrán participar en el mecanismo de subastas:

- Generadores conectados a las redes de transporte o distribución localizados en cualquiera de los Estados Miembros (debe existir un acuerdo recíproco que permita

verificar las condiciones técnicas), de potencia de >10 MW y que no reciban otras compensaciones.

- Agentes del mercado que presten servicios de gestión de la demanda que cumplan las siguientes condiciones:
  - Agregación de 10 MW o más de potencia contratada para participación en este servicio.
  - No se puede beneficiar de otros mecanismos de gestión de la demanda.
  - Sea posible la verificación técnica en los términos establecidos (en la subasta para 2017 no estaban definidas aún las condiciones de dicha verificación).

El mecanismo de reserva de seguridad sustituye al anterior mecanismo de disponibilidad, que resultaba de aplicación fundamentalmente a los ciclos combinados, si bien sigue vigente el antiguo mecanismo de incentivo a la inversión para las centrales hidráulicas. En cualquier caso, no es compatible la participación en el nuevo mecanismo de reserva de seguridad con la percepción del incentivo a la inversión.

La asignación se realiza a través de un mecanismo de subastas competitivas que remunera únicamente los servicios prestados y que prima las tecnologías bajas en carbono, existiendo un coste anual máximo fijado por el Gobierno portugués.

El mecanismo de subasta es del tipo de reloj descendente telemático con precio de reserva (precio máximo) fijado por el gobierno, siendo necesaria una precalificación para participar en la misma.

Tabla 3.1.3. Resumen del mecanismo de capacidad portugués (Reserva de Segurança)

Resumen del mecanismo de capacidad portugués (*Reserva de Segurança*)	
TIPO DE MERCADO	Subastas competitivas de capacidad.
PRODUCTO	Disponibilidad de la potencia instalada de centrales de producción de electricidad, de agentes que presten servicios de gestión de la demanda y de comercializadores de último recurso.
ELEGIBILIDAD	Generadores con potencia >10 MW (en cualquiera de los EEMM) y agentes del mercado que presten servicios de gestión de la demanda y agreguen como mínimo 10 MW.
VOLUMEN	El requerimiento necesario se determina mediante Despacho (Resolución) por el gobierno en base a propuesta de REN (con criterios fijados en la normativa)
ASIGNACIÓN	Subastas de reloj descendente con precio máximo fijado por el gobierno. Precalificación previa requerida.

FRANCIA

En la actualidad, Francia dispone de un mercado de capacidad nacional ***(Marché de capacité)***, con año de inicio en 2017. El proceso para la certificación de capacidades se abrió en abril de 2015. Está considerada una ayuda de estado, compatible con el mercado interior de la energía en Europa (MIE).

Es un mecanismo del tipo *"De-central Obligation"*, y consiste en un mercado de *"certificados de capacidad"* entre *"vendedores de capacidad"* y *"compradores de capacidad"* que intercambian dicho producto de forma bilateral o a través de una subasta organizada por el Operador del Mercado EPEX Spot.

Los *"vendedores de capacidad"* calculan la misma teniendo en cuenta la disponibilidad en las horas punta de demanda indicadas por el Operador del Sistema, RTE, y considerando otros parámetros publicados por éste 4 años antes del período de entrega.

Los *"vendedores de capacidad"* deben certificar su capacidad ante RTE o el DSO, según estén conectados a la red de transporte o a la red de distribución. Además, deben de abrir una cuenta ante RTE para registrar sus *"garantías de capacidad"*. Dichas garantías de capacidad son unidades de 0,1 MW, si bien para obtener el *"certificado de capacidad"*, debe agregarse al menos 1 MW de dichas garantías.

Esta capacidad se puede reajustar durante el año de entrega, gracias a un mecanismo de re-equilibrio, que permite la recertificación, al alza o a la baja.

Los *"vendedores de capacidad"* son fundamentalmente generación nueva o existente. Adicionalmente, puede participar también la demanda, permitiéndose la agregación.

Los *"compradores de capacidad"*, fundamentalmente comercializadoras, deben o bien reducir la demanda o bien asegurarse de que tienen suficientes certificados para cubrir la punta de demanda de su portfolio de clientes.

Ambas partes firman un contrato con RTE, el proveedor un contrato de certificación y la comercializadora un contrato como actor obligado.

El cálculo del volumen de capacidad que necesita cada comercializador es calculado individualmente, si bien, el volumen total que se considera necesario en Francia si está estimado, y se sitúa aproximadamente en 90.000 MW.

El volumen se basa en estimaciones de las comercializadoras en base a sus necesidades previstas en dichas horas de mayor consumo (horas de PP1, entre 100 y 150 al año), teniendo en cuenta proyecciones y parámetros del Operador del Sistema que se publican 4 años antes y permanecen estables.

En 2017, la capacidad certificada ha sido de 93.000 MW.

Los intercambios de las garantías de capacidad (equivalen a 0,1 MW) pueden tener lugar mediante contratación OTC o en mercados organizados, a través de EPEX Spot.

Si se hace de forma bilateral, se deberá notificar a RTE y ésta modificará la situación de ambas partes en el registro.

Adicionalmente, para aumentar la liquidez se consideró oportuno la creación de una plataforma para realizar subastas, a modo de mercado organizado.

El primer año de entrega comenzó en 2017, y aunque debería haberse dejado un margen de 4 años para el proceso de certificación, éste comenzó el 1 de abril de 2015.

Una vez finalizado el periodo de entrega, si los comercializadores adquieren certificados de capacidad insuficientes o los vendedores de capacidad no tienen suficiente capacidad disponible, se aplican penalizaciones por *"desequilibrios de capacidad"*.

Existe un responsable del perímetro de certificación (RPC), que es el responsable financiero de los desvíos/variaciones de los proveedores de capacidad de su perímetro.

Tabla 3.1.4. Resumen del mecanismo de capacidad francés (Marché de capacité)

Resumen del mecanismo de capacidad francés (*Marché de capacité*)	
TIPO DE MERCADO	"De-central Obligation": mercado de "certificados de capacidad" entre "vendedores de capacidad" y "compradores de capacidad".
PRODUCTO	"Garantías de capacidad" de 0,1 MW, necesitando la agregación de mínimo 1 MW para obtener el "certificado de capacidad". Los vendedores calculan la capacidad en función de la disponibilidad en las horas punta de demanda indicadas por el TSO.
ELEGIBILIDAD	Vendedores: toda la generación tanto existente como nueva, además de la demanda, permitiéndose la agregación. Compradores: fundamentalmente las comercializadoras.
VOLUMEN	El volumen total necesario para Francia está estimado en 90.000 MW, habiéndose certificado en 2017 un total de 93.000 MW.
ASIGNACIÓN	Los intercambios de las garantías de capacidad se establecen en las plataformas de OTCs o en los mercados organizados (EPEX Spot).

ALEMANIA

En la actualidad, Alemania dispone de dos mecanismos de capacidad, que han sido objeto de expediente por la Comisión Europea:

- ***Network Reserve (NetzReserve):*** Año de inicio: 2013. Está considerada una ayuda de estado, compatible con el mercado interior de la energía (MIE), como medida transitoria hasta 2020.
- ***Capacity Reserve (KapazitaetsReserve)*:** objeto de otro expediente de la DG COM, resuelto favorablemente el 2 de febrero de 2018. Inicio: Octubre 2019.

Network Reserve (NetzReserve)

Es un mecanismo del tipo *"Strategic Reserve"*: La generación es apartada del mercado para mantener la seguridad del suministro en situaciones excepcionales.

Se plantea como una necesidad para mantener la seguridad del suministro en el sistema alemán para todos los consumidores durante todas las horas, debido al rápido crecimiento de la generación intermitente renovable en el norte del país, los retrasos en la expansión de la red, combinado con la moratoria nuclear y la reducción del beneficio de centrales convencionales. Está dirigido a mitigar la congestión actual en el sistema alemán.

Es un instrumento de los Operadores del Sistema para contratar capacidad y que pueda ser utilizada para resolver congestiones de red, de carácter regional.

Esta capacidad queda fuera del mercado, y sólo puede ser arrancada por orden del Operador del Sistema.

- Parte Obligatoria: Abierto sólo a generación y almacenamiento.
  - Plantas que actualmente no están operando.
  - Plantas que han notificado su intención de cierre y se les ha denegado por su relevancia para el sistema.
  - Requerimientos locales implícitos restringen la elegibilidad a la generación ubicada en el sur de Alemania.
- Parte voluntaria: Abierto sólo a generación y almacenamiento.

En caso de que las necesidades de capacidad no se cubran, subasta abierta a otros operadores, incluidos (y de facto) los de otros países.

La *BnetzA* evaluará el requerimiento de capacidad antes del 30 de abril de cada año. La evaluación estará basado en un análisis anual preparado conjuntamente por los Operadores del Sistema.

Tanto el análisis de los Operadores del Sistema, como el informe de evaluación de la BnetzA, son públicos.

Asignación de la parte obligatoria

- Negociación bilateral en base a una metodología establecida por el regulador.

Cuando no se cubre el requerimiento con la parte obligatoria, parte voluntaria:

- Subasta competitiva abierta a generación en otros países (de facto plantas extranjeras).
- El uso de esta capacidad es limitado si no se reserva capacidad en la interconexión, lo que afecta negativamente al mercado.

Retribución y volumen

- Parte Obligatoria:
  - Compensación de costes, metodología publicada.
  - Varía si la prohibición de cierre es temporal o definitiva.
- Parte voluntaria:
  - Subasta con retribución *Pay as bid.*

El volumen de requerimiento y la retribución total asignada en 2016 ha sido de 5.400 MW y 126 M€.

Tabla 3.1.5. Resumen del mecanismo de capacidad alemán (NetzReserve)

Resumen del mecanismo de capacidad alemán (*NetzReserve*)	
TIPO DE MERCADO	Strategic Reserve: La generación es apartada del mercado para mantener la seguridad del suministro en situaciones excepcionales.
PRODUCTO	Instrumentos de los TSOs para contratar capacidad para usarla en resolver congestiones de red, de carácter regional.
ELEGIBILIDAD	Abierto sólo a generación y almacenamiento. • Obligatorio: plantas que no operan actualmente o cuyo cierre se les ha denegado. • Voluntario: si no se cubren las necesidades, se abre a otros operadores.
VOLUMEN	El regulador evalúa el requerimiento de capacidad de reserva de generación antes del 30 de abril de cada año.
ASIGNACIÓN	• Obligatorio: negociación bilateral en base a una metodología publicada (retribución según compensación de costes). • Voluntario: Subasta competitiva abierta a operadores de otros países.

Capacity Reserve - KapazitaetsReserve

Mecanismo del tipo *"Strategic Reserve"*: La generación es apartada del mercado para mantener la seguridad del suministro en situaciones excepcionales.

Da respuesta a la necesidad de mantener el balance de generación y demanda en situaciones extremas, teniendo en cuenta la alta penetración de generación intermitente renovable, combinado con la moratoria nuclear.

Es un instrumento de los Operadores del Sistema para contratar capacidad para usarla en situaciones excepcionales por necesidades de cobertura.

Esta capacidad queda fuera del mercado, y sólo pueden arrancar por orden del Operador del Sistema.

Abierto a generación, almacenamiento y demanda. Requisitos específicos (no exhaustivos):

- Para generación:
  - Arranque en menos de 12 horas.
  - Disponibilidad de potencia: 30% de la capacidad en 15 minutos.
  - Disponibilidad para proveer *Minutenreserve* (Terciaria, *manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)*)
- Para demanda:
  - Consumo constante ininterrumpido de, al menos, el valor de la capacidad.

El requerimiento de capacidad de reserva lo determinarán los TSO para cada periodo de 2 años y tendrá un límite de 2 GW.

Su asignación se realizará por medio de subasta competitiva.

Valor máximo de las ofertas de 100.000 €/MW/año. Revisable por la *BnetzA.*

Retribución según los resultados de la subasta, dependiendo de si el volumen de ofertas supera o no el requerimiento:

- Si no se cubre el requerimiento: Precio Marginal.
- Si se supera el requerimiento: *Pay as bid.*

Adicionalmente, reconocimiento de determinados costes.

Tabla 3.1.6. Resumen del mecanismo de capacidad alemán (KapazitaetsReserve)

Resumen del mecanismo de capacidad alemán (*KapazitaetsReserve*)	
TIPO DE MERCADO	Strategic Reserve: La generación es apartada del mercado para mantener la seguridad del suministro en situaciones excepcionales.
PRODUCTO	Instrumento de los TSOs para contratar capacidad para usarla en situaciones excepcionales por necesidades de cobertura. Esta capacidad queda fuera del mercado, y sólo pueden arrancar por orden del TSO.
ELEGIBILIDAD	Abierto a generación, almacenamiento y demanda. Requisitos específicos para cada uno.
VOLUMEN	El requerimiento de capacidad de reserva lo determinarán los TSO para cada periodo contractual de 2 años y tendrá un límite de 2 GW.
ASIGNACIÓN	Por medio de subasta competitiva.

ITALIA

En la actualidad, Italia dispone de un **mecanismo transitorio para la remuneración de la capacidad *(Meccanismo transitorio per la remunerazione della capacità produttiva)***, *m*ecanismo cuya aplicación se inició en el año 2004 tras problemas de cobertura de la punta de demanda[11].

Es un mecanismo del tipo: *Targeted – Price Based. Targeted Capacity Payment.*

La utilización de este mecanismo se justifica por dificultades con las puntas de demanda.

El producto de capacidad consiste en estar disponible durante los días críticos definidos por el Operador del Sistema (TERNA).

En este mecanismo resulta elegible toda la generación gestionable (que participe en los servicios de ajuste) y el almacenamiento.

[11] Decreto Legislativo 19 diciembre 2003, n. 379

Para la provisión del servicio no se define un requerimiento de potencia necesaria sino que se fija un precio y todo aquel que cumpla los requisitos técnicos puede participar en el mecanismo.

La asignación del servicio da lugar a un derecho de cobro a un precio anual fijado por el regulador (la *Autorità per l'Energia Elettrica il gas e il sistema idrico*).

El precio se compone de una parte denominada "CAP1" expresada en €/MW y que se calcula a partir de coeficientes fijados por Terna, que tienen en cuenta el grado de disponibilidad del participante durante los días críticos, y de otra parte denominada "S", que se expresa en € y es una ayuda transitoria y limitada para que los proveedores de capacidad puedan hacer frente a problemas económicos en el corto plazo.

Este mecanismo existe desde el año 2003, estando prevista su sustitución por el nuevo *"Mercato della capacità"*, que ha sido aprobado por la Comisión Europea el 2 de febrero de 2018.

Futuro mercado de capacidad en Italia

- Se trata de un mecanismo de tipo *"Central Buyer" (MARKET-WIDE. VOLUME BASED)* basado en una subasta para un producto de tipo *"reliability option"*. Concretamente se trata de una opción en la que el participante cobra siempre, y en cualquier caso, una prima por estar disponible. Además, si el precio de referencia (precio spot) es inferior al precio de ejercicio fijado en el contrato (*strike price)*, calculado en función del coste variable de tecnología de punta, la opción no se ejecuta y simplemente el participante cobra su prima. Si por el contrario, el precio de referencia (precio spot) es superior al *strike price,* se ejecuta la opción y el participante debe pagar la diferencia entre el precio de referencia y el *strike price*.
- El producto tiene una duración de tres años y la subasta se celebrará 4 años antes del inicio de la prestación del servicio, estando prevista una subasta anual de este tipo. Adicionalmente están previstas subastas de ajuste con un producto anual y otro mensual.
- Se prevé que pueda participar todo tipo de generación, almacenamiento, demanda y proveedores situados en el extranjero.
- Se trata de un producto zonal (para cada una de las 6 zonas eléctricas en las que se divide Italia)
- En este futuro mecanismo el rol de Terna será desplegar y gestionar el mecanismo y calcular las necesidades de capacidad, mientras que el regulador fijará los precios máximos que se puedan dar como resultado de las subastas.

Tabla 3.1.7. Resumen del mecanismo de capacidad italiano futuro (Mercato della Capacità)

Resumen del mecanismo de capacidad italiano futuro (Mercato della Capacità)	
TIPO DE MERCADO	Subastas competitivas de capacidad.
PRODUCTO	Productos zonales (para cada una de las 6 zonas eléctricas en las que se divide Italia) de tipo reliability option de tres años de duración.
ELEGIBILIDAD	Abierto a generación, almacenamiento y demanda (en cualquiera de los EEMM).
VOLUMEN	El TSO será el encargado de gestionar el mecanismo y calcular las necesidades de capacidad.
ASIGNACIÓN	Por medio de subastas competitivas. Se celebrará una subasta cada 4 años antes del inicio de la prestación del servicio, estando prevista una subasta anual de este tipo. Adicionalmente están previstas subastas de ajuste con un producto anual y otro mensual. El regulador fijará los precios máximos de las subastas.

IRLANDA

Actualmente, Irlanda e Irlanda del Norte cuentan con un mercado de capacidad (Capacity Market) , estando previsto el lanzamiento de un nuevo método de pagos por capacidad conocido como Capacity Remuneration Mechanism (CRM) que sustituirá al antiguo Capacity Payments Mechanism (CPM).

El objetivo de este mecanismo es asegurar un adecuado grado de cobertura de la demanda de electricidad. Las autoridades reguladoras, en colaboración con los TSOs, son las encargadas de calcular y aprobar la capacidad de generación requerida.

Este nuevo método se basa en una asignación a través de un mecanismo de subastas competitivas de diferentes horizontes. En dichas subastas pueden participar la generación (convencional y renovable) irlandesa, los agregadores de demanda irlandeses y los interconectores. Una precalificación previa es requerida.

Aquellos proveedores con capacidad asignada obtienen un pago anual (marginal de la subasta multiplicado por los megavatios de capacidad asignada) a cambio de que los TSOs tengan el derecho de activarles a precio conocido como "Strike Price". Este precio se actualiza mensualmente en función de una fórmula que considera los precios de los combustibles, la eficiencia y los costes de funcionamiento de las centrales disponibles.

La primera subasta de capacidad se celebrará el próximo diciembre y cubrirá un periodo de 16 meses (mayo 2018 a septiembre de 2019).

Tabla 3.1.8. Resumen del mecanismo de capacidad irlandés (Capacity Market)

Resumen del mecanismo de capacidad irlandés* (Capacity Market)	
TIPO DE MERCADO	Subastas competitivas de capacidad.
PRODUCTO	Instrumento de los TSOs para activar potencia disponible a un precio regulado.
ELEGIBILIDAD	Generación convencional y renovable, los agregadores de demanda y los interconectores. Una precalificación previa es requerida.
VOLUMEN	Las autoridades reguladoras en colaboración con los TSOs son las encargadas de calcular y aprobar la capacidad de generación requerida para el año siguiente.
ASIGNACIÓN	Mecanismo de subastas competitivas de diferentes horizontes y con precalificación previa requerida.

* República de Irlanda e Irlanda del Norte

GRAN BRETAÑA

Una vez realizada la reforma energética en Gran Bretaña para garantizar una transición segura a un modelo energético descarbonizado (siguiendo las directrices del White Paper Electricity Market de Julio de 2011), se realizó una primera subasta de capacidad a 4 años vista (T-4) en diciembre de 2014 para cubrir la punta de demanda durante el año 2018 (49.3 GW casados en dicha subasta a precio bastante competitivo, el resto hasta 51.1 GW han sido casados en la subasta T-1 (anual) de capacidad). En la subasta de tipo anual participan típicamente más unidades de demanda (a través de comercializadores) que en la subasta a 4 años vista.

El mecanismo de capacidad complementa al mecanismo de tipo *Feed in Tariff with Contract for Difference* que aplica a las instalaciones de tipo renovable para garantizarles unos ingresos estables durante su vida útil.

El mecanismo de capacidad está abierto a generadores (incluyendo unidades de almacenamiento de energía limitada), y comercializadores (en su calidad de representantes de unidades de demanda).

El compromiso que se adquiere de esta subasta es que si el TSO prevé situación crítica del sistema por escasez de generación en los mercados de energía, las unidades que aportan capacidad son avisadas con un tiempo de preaviso de 4 horas. Si la situación persiste 1 hora antes del tiempo real, las unidades que aportan capacidad que sean necesarias serán activadas para aportar generación a subir.

Se contempla la aplicación de una penalización financiera en caso de indisponibilidad de la instalación que ha casado capacidad.

En 2015 hubo un cambio en el mecanismo de capacidad para permitir también la participación de interconectores en el mismo.

El TSO (National Grid) calcula anualmente el índice necesario de "adequacy" (margen entre generación y punta de demanda) contemplando diferentes escenarios de demanda y producción de renovables (hidraulicidad, eólica, …), enviando el correspondiente informe a los entes reguladores (OFGEM/Ministerio de Industria).

Tabla 3.1.9. Resumen del mecanismo de capacidad de Gran Bretaña

Resumen del mecanismo de capacidad en Gran Bretaña	
TIPO DE MERCADO	Subastas competitivas de capacidad.
PRODUCTO	Instrumento de los TSOs para activar potencia disponible
ELEGIBILIDAD	Generación convencional (incluyendo almacenamiento), demanda y los interconectores. Una precualificación previa es requerida.
VOLUMEN	El TSO es el encargado de calcular y enviar a OFGEM/Ministerio de Industria para aprobación la capacidad de generación requerida para el año siguiente.
ASIGNACIÓN	Mecanismo de subastas competitivas de diferentes horizontes (años T-4 y T-1) y con precalificación previa requerida. Remuneración marginalista (clearing price).

ANEXO 3.1.2. SOLUCIONES ADOPTADAS EN OTROS PAÍSES CON MECANISMOS DE INTERRUMPIBILIDAD. RESERVAS ESTRATÉGICAS

PORTUGAL. SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD - SERVIÇO DE INTERRUPTIBILIDADE

Necesidad del sistema a la que da respuesta

Medidas de eficiencia y gestión de la demanda alternativas a la construcción de nuevas centrales de producción a efectos de dar un respuesta rápida y eficiente a eventuales situaciones de emergencia y a efectos de flexibilizar la operación del sistema y contribuir a la seguridad del suministro.

Características del producto de capacidad

Reducción de la demanda a solicitud del operador del sistema, con preavisos que van desde las dos horas hasta *"sin preaviso"*, y que debe ser mantenida desde una hora hasta 12 horas.

Elegibilidad

El servicio puede ser prestado por consumidores que dispongan de al menos 4 MW de capacidad de reducción, conectados en alta tensión y que no desarrollen actividades cuya interrupción pueda poner en riesgo la seguridad de las personas o de las instalaciones.

Volumen requerido y metodología para su determinación

No hay un volumen máximo requerido.

Asignación

Es un mecanismo de contratación bilateral entre el Operador del Sistema y el consumidor. El Operador del Sistema establece un contrato con el consumidor proveedor siempre que éste cumpla con los requisitos de elegibilidad.

Retribución y volumen

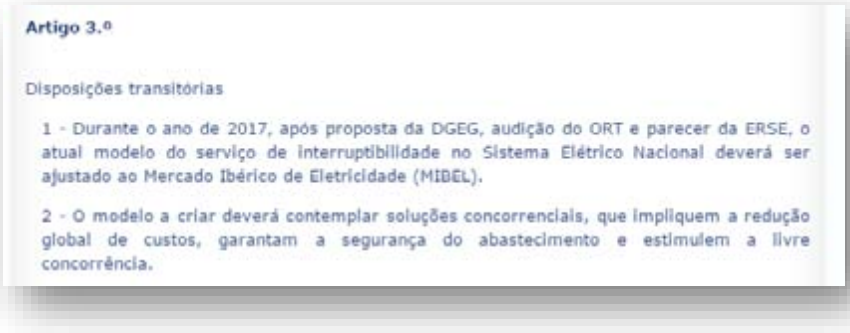
Dos pagos, uno fijo y otro variable:

- El pago fijo asociado a la potencia interrumpible y que se encuentra indexado al precio de la inversión y costes fijos de operación de los ciclos combinados.
- El pago variable asociado a la retribución del servicio se encuentra indexado a los precios del mercado diario en los periodos de activación.

Durante 2016 prestaron el servicio 50 consumidores por un total de 680 MW y con una retribución de 104 M€, no habiéndose activado el servicio en ninguna ocasión.

Tendencias

Existe un requerimiento del Gobierno portugués para adaptar el servicio durante el año 2017, incorporando criterios de reducción de costes, garantía y seguridad del suministro y que estimulen la libre competencia.



Artigo 3.º

Disposições transitórias

1 - Durante o ano de 2017, após proposta da DGEG, audição do ORT e parecer da ERSE, o atual modelo do serviço de interruptibilidade no Sistema Elétrico Nacional deverá ser ajustado ao Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

2 - O modelo a criar deverá contemplar soluções concorrenciais, que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.

FRANCIA. SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD - CAPACITÉS INTERRUPTIBLES

Necesidad del sistema a la que da respuesta

Únicamente se utiliza en situaciones consideradas de emergencia.

Características del producto de capacidad

Hay dos tipos de productos:

- Producto Instantáneo 1: Recurso movilizado en un tiempo inferior o igual a 5 s.
- Producto Instantáneo 2: Recurso movilizado en un tiempo inferior o igual a 30 s.

Elegibilidad

Existen distintos requisitos en función del producto:

- Producto 1. El proveedor debe ofrecer una capacidad mínima de 40 MW y debe estar disponible un mínimo de 7.500 horas.
- Producto 2. El proveedor debe ofrecer una capacidad mínima de 25 MW y máxima de 100 MW y debe estar disponible un mínimo de 4.500 horas.

Un mismo proveedor puede prestar ambos productos, dedicando parte de su potencia a prestar cada uno de ellos.

Adicionalmente, los proveedores deben estar conectados a la red de transporte y pueden prestar otros servicios mediante mecanismos de GDD (como el NEBEF).

Volumen requerido y metodología para su determinación

En octubre de 2016, el requerimiento se ha actualizado, situándose en 1.200 MW para el Producto 1 y 400 MW para el Producto 2. Con anterioridad, el requerimiento era para el Producto 1, de 1.000 MW y para el Producto 2, de 600 MW.

Asignación

El recurso se asigna mediante el envío de ofertas a RTE. Se presenta una oferta técnica y económica a RTE, una vez validada la primera, se asigna mediante el criterio de menor precio hasta cubrir el requerimiento. Con posterioridad, se formaliza el contrato con el TSO.

Retribución y volumen

En la última asignación, cuyo proceso se abrió el 7 de octubre de 2016, 21 puntos de suministro resultaron adjudicatarios de 1.500 MW (1.100 MW, P1, y 400 MW, P2).

La retribución supone un pago fijo asociado al servicio de Interrumpibilidad que será el indicado en su oferta económica (€/MW de potencia interrumpible)

- Producto 1. Máximo 70.000 €/MW/año
- Producto 2. Máximo 30.000 €/MW/año

Con anterioridad a la TE2017, estos máximos eran de:

- Producto 1. Máximo 90.000 €/MW/año
- Producto 2. Máximo 30.000 €/MW/año

La Comisión de Regulación de Energía (CRE) estima el nuevo coste del servicio en 96 M€

ALEMANIA. SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD – ABLAV

Necesidad del sistema a la que da respuesta

Necesidad de eliminar riesgos y mantener la seguridad del suministro en el sistema alemán.

Características del producto de capacidad

Dos productos contratados por los Operadores del Sistema:

- Producto Instantáneo (SOFORT): Recurso movilizado en menos de 1 s (relé y/o gestión remota)
- Producto rápido (SCHNELL): Recurso movilizado en menos de 15 min. (gestión remota)

Elegibilidad

Abierto sólo a la demanda, tamaño mínimo de 5 MW, agregación sin límite de proveedores.

Volumen requerido y metodología para su determinación

La BnetzA evalúa el requerimiento, basado en las necesidades de los Operadores del Sistema. Requerimiento máximo de 1.500 MW, horizonte semanal:

- Producto instantáneo (SOFORT): 750 MW
- Producto rápido (SCHNELL): 750 MW

Asignación

El recurso interrumpible se asigna en subastas electrónicas semanales de tipo "sobre-cerrado", sobre la oferta del precio de ejecución de las órdenes de reducción (máximo de 400 €/MWh).

El mecanismo de asignación consiste en una subasta *(pay-as-bid)* en la que son asignadas aquellas ofertas de menor precio hasta cubrir el requerimiento del Operador del Sistema.

Retribución y volumen

Retribución con pago fijo y pago variable, los dos *pay-as-bid*:

- El pago fijo por disponibilidad es como máximo de 26.000 €/MW.

- El pago variable es función de la ejecución de las órdenes de interrupción (€/MWh) y del precio resultante de la subasta.

Tendencias

Actualización vigente desde el 27 de marzo de 2017.

ITALIA. SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD - SERVIZIO D'INTERROMPIBILITÀ

Características del producto de capacidad:

Dos tipos de producto de reducción de demanda:

- Producto Instantáneo: Recurso movilizado en menos de 200 ms
- Producto emergencia: Recurso movilizado en menos de 5 s

Eligibilidad

- Disponer de una capacidad de reducción de, al menos 1 MW (se permite la agregación)
- Estar conectados a la red de media o alta tensiónC
-
- Contar con los equipos de comunicación y de control establecidos en la normativa

Volumen requerido y metodología para su determinación.

El regulador fijó una necesidad de recurso anual de 3.300 MW de interrumpibilidad para el trienio 2018-2020 en Italia continental, a los que se añaden 600 MW anuales en las islas de Sicilia y Cerdeña.

En las subastas realizadas en diciembre de 2017 se asignaron los 3.300 MW para Italia continental y 253 MW en Sicilia y Cerdeña.

Adicionalmente para el año 2018 se han añadido 700 MW de necesidad en Italia continental, habiéndose asignado 655 MW en enero de 2018.

Asignación:

Asignación como resultado de un proceso competitivo tipo "sobre-cerrado" con precio marginal y con una plataforma online.

Retribución y volumen

El pago fijo asociado a la disponibilidad es el resultado de las subastas y puede ser como máximo de 105.000 €/MW y año para el producto instantáneo y de 60.000 €/MW y año para el producto de emergencia. En el caso de las islas de Sicilia y Cerdeña el pago puede ser como máximo de 126.000 €/MW y año.

La retribución fija para 2018 asciende a 254,4 M€ para el total de los 4.208 MW asignados.

El pago variable es función del número de activaciones y representa +3.000 €/MW y año por cada interrupción adicional a la décima y -3.000 €/MW y año por cada interrupción no dada si se dan menos de 10 interrupciones al año.

3.2. RECURSOS DISTRIBUIDOS Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA

Los escenarios energéticos 2030 contemplan la necesidad de evolucionar hacia un sistema energético, y en particular eléctrico, con una mayor eficiencia y mayor participación de las energías renovables. Entre las posibilidades tecnológicas para lograr estos objetivos se encuentran los recursos energéticos distribuidos. Éstos incluyen las energías renovables de pequeña y mediana escala, los sistemas de almacenamiento y el vehículo eléctrico[12], en todos estos casos conectados a las redes de distribución; así como la gestión de la demanda.

Por otra parte, la contribución de estos recursos energéticos distribuidos sólo será posible si el consumidor pasa a jugar un papel mucho más activo en el sistema eléctrico, un papel que incluirá el consumo inteligente y la producción y almacenamiento de energía, reaccionando a las señales de precio y ofreciendo los servicios de flexibilidad que requiera el sistema en las mismas condiciones que otros recursos centralizados. Esto se alinea además perfectamente con los objetivos de la Unión Europea recogidos en el Paquete de energía limpia para todos los europeos[13], en el que se otorga prioridad al papel activo del consumidor.

En el caso de los recursos de generación, cuando el titular de la instalación es, a su vez, un consumidor final en el mismo punto de la red que la instalación, se habla de autoconsumo. El generador/consumidor puede utilizar la electricidad generada en las instalaciones de las que es propietario para autoabastecerse. Cuando la diferencia entre la energía generada y la auto-consumida en un determinado instante de tiempo es positiva, se pueden producir entregas a la red que permiten cubrir el suministro de terceros. Cuando la diferencia es negativa, la instalación recibe a través de la red eléctrica energía producida por otras instalaciones externas de generación.

Existen distintas tipologías y modelos de negocio para los recursos energéticos distribuidos, en función de distintos aspectos:

- Localización: los recursos pueden conectarse directamente a la red de distribución, o bien dentro de la propiedad de un consumidor (detrás del contador).
- Propiedad: en el caso de los recursos instalados en la propiedad de un consumidor, la titularidad de los mismos puede pertenecer al mismo consumidor, o a un tercero, que alquila la localización, o el uso de los equipos al propietario de la vivienda o local.

12 https://www.nrel.gov/ y https://www.nrel.gov/docs/fy02osti/31570.pdf

13 https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

- Modelo de negocio: los recursos distribuidos pueden utilizarse para verter directamente a la red, o bien para cubrir parcial o totalmente las necesidades de los consumidores.
- Tamaño: Aunque el tamaño máximo viene limitado por la capacidad de la red de distribución para absorber la producción, existe una gran variabilidad de tamaños en las instalaciones.

Aunque las simulaciones utilizadas, tanto para el sector energético en general como para el sistema eléctrico en particular, no permiten evaluar el papel concreto que puedan jugar los recursos energéticos distribuidos[14], es evidente que estos recursos pueden contribuir a alcanzar los escenarios de transición energética deseados y pueden tener otros efectos beneficiosos, tales como:

- Permiten activar la demanda y así que ésta participe en la gestión del sistema, promoviendo un mayor nivel de competencia en los mercados.
- Si sus costes son suficientemente reducidos, pueden suponer un ahorro frente a inversiones de red y de generación centralizada y contribuir a acelerar el proceso de integración eficiente de las energías renovables.
- Una mayor participación del consumidor en el sistema puede facilitar su percepción de la escasez del recurso energético, y con ello impulsar la eficiencia y el ahorro.
- En algunos casos, además, el situar la producción de energía más cercana a la demanda puede reducir las pérdidas asociadas al transporte y la distribución de energía.

Esta Comisión considera que, en el marco de la Transición Energética, es necesario regular de forma apropiada la participación de los recursos energéticos distribuidos en el sistema. Dicha regulación debe incluir, en primer lugar y con carácter imprescindible, un diseño eficiente de los peajes de acceso y cargos en la tarifa de electricidad, que dé las señales de coste adecuadas y que cree un terreno de juego equitativo en el que las distintas tecnologías y tipologías de recursos energéticos distribuidos [15] se desarrollen en igualdad de condiciones que otras alternativas. Este diseño eficiente ya ha sido propuesto en el Capítulo 2.2 de este Informe[16].

En segundo lugar, es necesaria una regulación específica respecto a los recursos distribuidos y a la agregación de la demanda. La regulación ha de permitir la eliminación de las barreras existentes, de forma que sea el mercado, en función de los costes y beneficios aportados por dichos recursos, el que conduzca a la solución más beneficiosa para el sistema, siempre garantizando la seguridad y fiabilidad del suministro. También se considera conveniente una regulación que permita la agregación, así como la integración técnica y económica de los recursos distribuidos en los términos que se recogen en los apartados siguientes.

[14] Por el hecho de ser simulaciones de nudo único, es decir, que no incorporan la red de transporte y distribución en sus análisis.

[15] En particular, tipologías centralizadas o distribuidas, pero también de tamaño de las instalaciones.

[16] En dicho capítulo se incluye además un Anexo en el que se ilustran las distorsiones causadas por el sistema actual.

Esta Comisión propone la supresión del actual cargo transitorio conjuntamente con la revisión de los peajes de acceso de la electricidad en los términos que se han comentado en el Capítulo 2.2 de este Informe en el plazo más breve posible.

3.2.1. LA INTEGRACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS RECURSOS DISTRIBUIDOS

En su artículo 21[17], la propuesta de Directiva de Energías Renovables puntualiza "(…) [los autoconsumidores] *no serán considerados proveedores de energía de conformidad con la legislación nacional o de la Unión en lo que se refiere a la electricidad renovable que inyectan en la red sin superar los 10 MWh anuales, en el caso de los hogares y los 500 MWh anuales, en el caso de las personas jurídicas (…)*". Por otra parte, el Consejo Europeo ha modificado esta definición [18], con fecha 13 de diciembre de 2017 puntualizando que "(…) [los autoconsumidores] *no serán considerados proveedores de energía en lo que se refiere a la electricidad renovable que* hayan producido y autoconsumido, de acuerdo con los criterios que se establezcan en las legislaciones nacionales en aplicación del artículo 15 de la propuesta de Directiva de la Electricidad, aprobada por el Consejo Europeo, con fecha 20 de diciembre de 2017.*(…)*".

Además, y aunque la generación distribuida no implica una determinada forma de producir electricidad (la generación distribuida puede incluir microturbinas de gas, cogeneraciones o micro-cogeneraciones, pilas de combustible, o distintas formas de energías renovables), en el escenario futuro se asocia mayoritariamente al uso de paneles fotovoltaicos, o a la cogeneración de alta eficiencia. Ello hace que la generación distribuida pueda desempeñar también un papel importante en el proceso de Transición hacia una economía descarbonizada, algo que esta Comisión comparte, siempre que su participación resulte una opción eficiente y, por tanto, beneficiosa para el conjunto del sistema eléctrico.

El primer paso para esta regulación apropiada es la definición de las categorías pertinentes de los recursos distribuidos, en función de su impacto en el sistema. Nos referiremos fundamentalmente a la generación distribuida, aunque todos los comentarios se pueden extender a los recursos de almacenamiento.

Esta Comisión propone que se considere la posibilidad de establecer las siguientes categorías:

A) Autoconsumidores que no vierten energía a la red.

17 Art. 21.1.c de la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (refundición) COM (2016) 767 final, febrero 2017. Disponible en: http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:3eb9ae57-faa6-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0006.02/DOC_1&format=PDF

18 Art. 21 de la Propuesta de Directiva de Renovables aprobada por el Consejo Europeo con fecha 13 de diciembre de 2017. Disponible en: http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-15236-2017-INIT/en/pdf. Y art. 15 de la Propuesta de Directiva de Electricidad aprobada por el Consejo Europeo con fecha 20 de diciembre de 2017. Disponible en: http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-15886-2017-INIT/en/pdf

B) Autoconsumidores que vierten energía a la red, pero por debajo de un umbral anual que, de acuerdo con la propuesta de Directiva de Energías Renovables, y con carácter indicativo, puede ser hasta 10 kW de potencia de generación para los hogares y hasta 100 kW de potencia de generación para las personas jurídicas.

C) Los generadores que viertan a la red con instalaciones de potencia superior a la establecida anteriormente.

Para cada una de estas categorías, se podrían tener en cuenta distintas consideraciones.

- **Para la categoría A. -** No necesitarían solicitar las autorizaciones administrativas propias de una instalación de generación. La única obligación que tendrá este tipo de generadores será inscribir su instalación en el correspondiente registro.
- **Para la categoría B:**
  - Estas instalaciones de generación tendrían un procedimiento de autorización específico y simplificado, contemplándose exclusivamente aquellos requerimientos orientados a garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro y las garantías relacionadas con la liquidación de la energía y de los diferentes servicios del sistema. En este sentido, deberían quedar eximidas de autorización administrativa previa, de autorización de proyecto de ejecución y de declaración de impacto ambiental. Asimismo, se debe regular un procedimiento simplificado para los contratos de acceso y conexión a la red con la empresa distribuidora que incluya los requisitos de calidad y seguridad.
  - En este tipo de instalaciones siempre sería necesario medir la calidad y cantidad de la energía vertida al sistema.
  - Las ventas de energía al mercado habrían de hacerse a través de un agregador. Las instalaciones han de tener derecho a participar en los diferentes mercados existentes (diario, intradiario en sesiones, intradiario continuo y servicios de ajuste del sistema), obteniendo los precios del mercado en cada caso más una estimación de las pérdidas marginales ahorradas en cada periodo horario.
  - La energía vertida al sistema se sometería a la misma imposición, a los mismos peajes de acceso o cargos, y al pago de desvíos que sean de aplicación al resto de instalaciones de generación. Esta imposición y peajes se incluirán en la liquidación que efectúe el agregador que se encargue de la gestión de la energía.
- **Para la categoría C.** - Tendrían los mismos derechos y obligaciones que cualquier otro generador. En concreto, las entregas de energía de los generadores distribuidos deberían programarse mediante su participación en los mercados (directamente a través de sus titulares, o de sus representantes, o en su caso, de un agregador) y han de responsabilizarse del coste de los desvíos como ocurre actualmente con todas las instalaciones de generación en el sistema español (entre ellas 17.000 instalaciones fotovoltaicas en tejado de menos de 100 kW, de las que 7.000 instalaciones son de

menos de 10 kW de potencia instalada). Además existen 2.500 instalaciones fotovoltaicas sobre tejado con potencia igual o superior a 100 kW[19].

Una eventual obligación de medir la energía autoconsumida (para las categorías A y B), debería establecerse, en su caso, ponderando tanto sus ventajas como sus inconvenientes. Esta Comisión considera que un mayor grado de medida y seguimiento de la energía autoconsumida puede facilitar la integración de la misma y una operación más segura y eficiente del sistema; asimismo, la medición sería beneficiosa a efectos del cálculo de los compromisos de renovables con la UE. Pero estos beneficios deben ser comparados con los inconvenientes derivados de los costes de instalación de los equipos de medida y de los sistemas necesarios para su comunicación.

En cualquier caso, si se optara por no exigir inicialmente la medición de la energía autoconsumida, habrá de ser con carácter transitorio hasta que el volumen de instalaciones exentas supere un volumen significativo que haga necesario introducir otras medidas de observabilidad y participación en el sistema. Es importante que los autoconsumidores conozcan el valor de dicho volumen y la transitoriedad de la exención.

Por otra parte, en aplicación de lo establecido en la Directriz de Balance Eléctrico (GL EB)[20], sería conveniente incentivar la participación de los recursos distribuidos como proveedores de los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, contemplándose para ello la existencia de unidades de programación diferenciadas para las instalaciones de generación que cuenten con equipos de distintas tecnologías. Para poder ser proveedoras de estos servicios de ajuste del sistema, deberían disponer de una capacidad de oferta agregada que supere un determinado umbral, y habrán de pasar con éxito las pruebas de habilitación establecidas en la normativa vigente como condición previa para la participación en estos servicios.

Para gestionar la programación y la eventual participación en los mercados de energía y en los servicios de ajuste, se considera conveniente el desarrollo regulatorio de la agregación de los recursos distribuidos (gestión de la demanda, sistemas de almacenamiento, generación distribuida, gestión de carga de vehículo eléctrico), lo que potenciará la participación de los pequeños consumidores en los mercados y en el proceso de balance del sistema eléctrico.

A los agregadores corresponderá gestionar las ofertas agregadas y las transacciones consiguientes en los mercados de electricidad y, en su caso, ofrecer al sistema la prestación de servicios de ajuste, programar las entregas de energía, responsabilizarse técnicamente y financieramente de los desvíos de carácter potestativo, hacerse cargo de las liquidaciones correspondientes y ofrecer servicios de cobertura de riesgo del precio de la energía a los consumidores que lo deseen.

Por otra parte, la generación distribuida también ha de poder beneficiarse de los incentivos económicos que se establezcan para apoyar el desarrollo de distintas tecnologías (por ejemplo, renovables, cogeneración eficiente, etc.). Obviamente, el diseño de estos incentivos

[19] Según información proporcionada por REE, la potencia agregada de las pequeñas instalaciones sobre tejado por debajo de 10 kW es de 34 MW. El resto de fotovoltaicas sobre tejado suman 953 MW. Esta diferencia se debe a la mayor implantación de la fotovoltaica sobre tejado de naves y edificios comerciales.

[20] Que es de implementación directa en todos los Estados miembros de la UE.

económicos tendría que adaptarse para buscar el encaje de la generación distribuida, que hiciera factible y gestionable administrativamente esta nueva situación.

En relación con las instalaciones comunes, ya la reciente Sentencia del Tribunal Constitucional de 25 de mayo de 2017 anula el art. 4.3 del Real Decreto 900/2015 que prohíbe que un generador se conecte a la red interior de varios consumidores, al considerarlo competencia de las Comunidades Autónomas. Más allá de las consideraciones competenciales, esta Comisión considera que sería muy deseable mejorar la colaboración entre las administraciones públicas y las distribuidoras, que permita prácticas y procedimientos comunes facilitando así su integración con la regulación económica. En caso contrario, la disparidad de procedimientos y soluciones acordadas en distintas Comunidades Autónomas puede dificultar la integración en el mercado de las energías entregadas a la red por las instalaciones de generación distribuida.

3.2.2. LA AGREGACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

La agregación de los recursos energéticos distribuidos permite la participación de los mismos en el sistema eléctrico al aprovechar economías de escala, mitigar riesgos, y facilitar el acceso del consumidor individual a los distintos mercados y servicios del sistema energético. Su desarrollo en los distintos sectores (residencial, comercial e industrial) necesita de un marco regulatorio apropiado y de una definición de los requisitos técnicos, económicos y administrativos para que aporten seguridad y fiabilidad, así como la definición del papel de los diferentes agentes y de las interacciones entre los mismos.

3.2.3. EL AGREGADOR DE DEMANDA

El "agregador" es el sujeto legal que ha de hacer posible una nueva función dentro del mercado de energía: la agregación de los recursos distribuidos. El agregador ha de ser el responsable técnico y financiero que represente a los consumidores en el mercado mayorista de electricidad y ante el Operador del Sistema eléctrico.

Para ello, puede configurarse ampliando las funciones del actual comercializador o bien ser un agregador independiente, es decir, un agente sin un papel previo en el mercado (como podría ser un fabricante de baterías o una empresa de servicios energéticos).

En la siguiente Tabla se muestran algunas definiciones posibles de la figura del agregador y sus respectivas fuentes.

Tabla 3.2.1 Diferentes definiciones de la figura del agregador

FUENTE	DEFINICIÓN DE AGREGADOR
Directiva de Eficiencia Energética	Un proveedor de servicios de demanda que combina múltiples demandas de consumo de corta duración para venderlas o subastarlas en mercados energéticos organizados.
Paquete de Energía Limpia Artículo 2(14) y (15)[1]	Un agente del mercado que combina múltiples demandas de consumo o generaciones eléctricas para su venta, compra o subasta en cualquier mercado energético organizado. "Agregador independiente" es "un agregador que no está afiliado a ningún suministrador ni a ningún otro agente del mercado"
MIT[2]	Es el acto de agrupar distintos agentes en un sistema eléctrico (consumidores, productores, autoconsumidores, o cualquier mezcla de ellos) para actuar como una entidad única al participar en mercados eléctricos (tanto mayoristas como minoristas) o al vender servicios al operador u operadores del sistema
Ikäheimo et al[3]	Una empresa que actúa como intermediario entre consumidores finales de electricidad que proporcionan recursos energéticos distribuidos, y los agentes del sistema eléctrico que quieren aprovechar estos servicios.

[1] Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, 30.11.2016, COM (2016) 864 final 2016/0380 (COD)

[2] https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/01/CEEPR_WP_2016-001.pdf

[3] Ikäheimo J, Evens C, Kärkkäinen S. DER Aggregator Business: the Finnish Case. 2010

También existen otras posibilidades de agregación de los recursos distribuidos, como son las comunidades energéticas locales que, de acuerdo con la definición del "Paquete de energía limpia para todos los europeos"[21] son comunidades que gestionan la energía a este nivel, consumiendo la energía que generan directamente tanto en términos de servicios eléctricos como de calor y frío, estando conectadas o no a sistemas de distribución.

De acuerdo con la propuesta de la Comisión Europea, cualquier consumidor con recursos energéticos distribuidos debe tener libertad para ofrecer su flexibilidad a cualquier sujeto agregador que elija[22].

Una vez agregados los distintos consumos bajo un mismo agregador, éste ha de poder participar en los mercados organizados y proporcionar servicios al Operador del Sistema eléctrico tras el correspondiente proceso de habilitación; lo que incluye:

- Participación en los mercados organizados de energía (tanto diario, como intradiarios próximos al momento de suministro).

21 Art. 2.7 y 16 de la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, 30.11.2016, COM (2016) 864 final 2016/0380 (COD).

22 https://www.usef.energy/app/uploads/2016/11/Recommended-practices-for-DR-market-design.pdf

- Participación en los servicios de ajuste del sistema (restricciones técnicas, regulación y balance).

Para que estos servicios se puedan desarrollar correctamente, se define a continuación una serie de principios básicos para el diseño de estos mercados[23]:

1. Definir las funciones y responsabilidades del agregador.
2. Abrir los distintos mercados y servicios del sistema a la participación de los recursos distribuidos (generación, demanda y almacenamiento) a través de los agregadores, en igualdad de condiciones que el resto de los sujetos del sistema eléctrico. En particular, sería conveniente que, como en el resto de países europeos, se acercara la negociación a momentos más próximos al tiempo de suministro[24], de manera que estos recursos puedan maximizar el valor de su flexibilidad.
3. Permitir la agregación independiente, entendida como la realización de esta función por parte de agentes no necesariamente coincidentes con los comercializadores.
4. Definir los protocolos entre el Operador del Sistema y el agregador (no directamente a los consumidores individuales), asegurando la identificación diferenciada de cada tipología de recurso distribuido.
5. Establecer sistemas de medición y verificación, y regular el acceso a los datos de los recursos distribuidos.
6. Definir los requisitos técnicos para operar de manera segura y fiable.
7. Regular los procedimientos de liquidación de la provisión del servicio y las posibles penalizaciones por incumplimiento.
8. Permitir y analizar potenciales diseños de mercados de ámbito local que faciliten la participación de los recursos distribuidos conectados a redes de distribución, facilitando señales económicas y flexibilidad que permitan beneficiarse a estos recursos de la posibilidad de mejorar la capacidad utilizable de las redes locales, evitando así los potenciales vertidos de energía.

En lo que se refiere a los servicios del sistema, estos principios son coherentes con lo establecido en la Directriz sobre el Balance Eléctrico[25] (EB GL), aprobada con fecha 16 de marzo de 2017, y en vigor desde el 18 de diciembre de 2017, que contempla el diseño, desarrollo y operación de diferentes plataformas de regulación y balance de ámbito europeo, en las que los diferentes sistemas eléctricos europeos puedan compartir los recursos de flexibilidad. Para la implantación de dichas plataformas, se requiere un cierto nivel de armonización de los mercados de balance a nivel europeo con principios y normas comunes. En la propia Directriz se establece un cronograma para su implementación.

La entrada en vigor de la Directriz implicará el desarrollo regulatorio en España de la participación de la demanda en los servicios de balance. Algunos aspectos literales relevantes a este respecto son:

23 Salas, P. y Carrasco, A., *Aggregation of Distributed Energy Resources*: *Barriers and Recommendations for a comprehensive market development in Spain,* ACCO, Barcelona 2018.

24 Estos principios son coherentes con los países de nuestro entorno, donde los mercados intradarios cierran en momentos mucho más próximos al inicio del periodo de suministro (por ejemplo, 5 minutos en Alemania, Holanda, Francia y Austria; 15 minutos en el Reino Unido), tal y como promueve el Paquete de energía limpia para todos los europeos.

25 Disponible en: https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/

- La Directriz define (...) "los términos y las condiciones para ofrecer servicios relacionados con el balance del sistema (…) y garantiza una competencia adecuada entre los participantes en el mercado, incluidos los agregadores de demanda y las instalaciones conectadas a la red de distribución".
- Artículo 3: *Objetivos y aspectos reglamentarios*: 1. El Reglamento tiene como objetivo (...) facilitar la participación de la demanda, incluidas las instalaciones agregadas y el almacenamiento de energía, garantizando que compiten con otros servicios de balance en igualdad de condiciones y, cuando sea necesario, actúen de forma independiente cuando presten servicio a una única instalación de demanda.
- Artículo 18: *Términos y condiciones relacionados con el equilibrio*: Los términos y condiciones para proveedores de servicios de balance deberán (...)
    - 4.b) permitir la agregación de instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía e instalaciones generadoras de energía en un área de programación para ofrecer servicios de balance
    - 5.c) definir las condiciones de participación y las reglas para la agregación de instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía e instalaciones generadoras de energía en un área de programación para convertirse en un proveedor de servicios de balance

La Directriz de Balance tendrá, por tanto, un papel fundamental en el desarrollo de los mercados de balance eléctrico en toda Europa durante los próximos años y por este motivo esta Comisión apuesta por su implementación.

Por supuesto, la integración agregada de los recursos distribuidos en el sistema eléctrico ha de producirse sin poner en riesgo la garantía de suministro. Con esta finalidad, el Operador del Sistema debe tener observabilidad, ya sea de forma agregada o individual, de las instalaciones de generación, de demanda y de almacenamiento que participen de los servicios del sistema así como realizar un seguimiento preciso, bien de forma agregada o individual, durante la operación en tiempo real de los desvíos y de las causas de los mismos mediante, entre otros, modelos de simulación (de entregas de producción eólica, solar, consumo, etc.) adecuadamente ajustados.

3.2.4. RECOMENDACIONES PARA EL DESARROLLO DE LA AGREGACIÓN DE LA DEMANDA

Para un desarrollo de los recursos distribuidos de acuerdo con la regulación europea y en línea con lo que se está legislando en otros países de nuestro entorno[26], esta Comisión propone las siguientes recomendaciones:

a) **Abrir los mercados de capacidad, energía y de ajuste del sistema** a la participación de los recursos distribuidos (generación, demanda y almacenamiento) en igualdad de condiciones que el resto de recursos centralizados. Ello exigirá la oportuna **modificación de las Reglas del Mercado y los Procedimientos de Operación (POs)** para que ello sea posible.

[26] Los países más avanzados son Suiza, Francia, Bélgica, Finlandia y Gran Bretaña.

b) **Promover la participación activa de la demanda**. Para ello, es fundamental proporcionar las señales de precio que reflejen adecuadamente los costes, de modo que se incentive la respuesta proactiva del consumidor.
c) **Facilitar la participación** en los diferentes mercados **de los agregadores** de recursos energéticos distribuidos; en especial, de los agregadores independientes.
d) **Categorizar cada activo distribuido** para tener trazabilidad de qué tipología de recurso (generación, demanda o almacenamiento) participa de cada servicio para su adecuada gestión y seguimiento por parte del Operador del Sistema. En el caso de los generadores, la agregación se realizará por tecnologías.
e) **Definir las relaciones entre agentes del mercado**, por ejemplo, permitiendo al agregador independiente poder ofrecer sus servicios sin necesidad de un consentimiento previo por parte del comercializador.
f) Promover una **Plataforma Neutra de Datos** de recursos distribuidos que, respetando la normativa de protección de datos, integre la información de consumo (Smart Meters) de todos los recursos distribuidos con el objetivo de realizar una operación eficiente. Concretamente, se considera fundamental tener observabilidad y controlabilidad de los recursos distribuidos, para una verificación adecuada por parte del Operador del Sistema de los servicios prestados en el marco de su participación en los distintos mercados.

Por último, esta Comisión también quiere advertir de que, en la medida en que una comercialización o agregación independiente permita optimizar de forma conjunta las demandas máximas de potencias de los consumidores y, en consecuencia, las potencias contratadas por los mismos, esto podría llevar a una pérdida de ingresos para el sistema, al reducirse la potencia total contratada. Aunque puede ser beneficioso en términos generales para el sistema, también puede impedir la recuperación de la totalidad de costes fijos del mismo, y podría requerir un aumento del término de potencia en los peajes de acceso.

4. MOVILIDAD SOSTENIBLE

4.1. INTRODUCCIÓN

El sector de transporte forma parte de los denominados sectores difusos, esto es, de aquellas actividades que emitiendo gases de efecto invernadero no están sujetas al comercio de derechos de emisión. El transporte emitió[1] en 2015 un total de 83,4 millones de toneladas equivalentes de CO_2, lo que representó un 24,8% de las emisiones brutas. La práctica totalidad (99,6%) provienen del uso de fuel líquido, pues las contribuciones de gas y biomasa son marginales. La siguiente tabla desglosa los principales datos para 2015, último año disponible.

Tabla 4.1.1. Emisiones de gases de efecto invernadero en España en miles de toneladas (2015)

Transporte	**83.386**	→	**Por carretera**[2]	78.084	→	**Automóviles**	53.005
Industrias de la Energía	86.224		**Aviación doméstica**	2.504		**Camiones ligeros**	6.053
Industria y construcción (combustión)	41.173		**Por ferrocarril**	245		**Camiones pesados y autobuses**	17.426
Otros[1]	44.670		**Navegación doméstica**	1.366		**Motocicletas**	1.600
Procesos industriales y uso de productos	30.760		**Por tubería**	265			
Agricultura	35.979						
Residuos	13.471						
Total emisiones brutas	335.662						

1. Incluye la combustión de otros fueles y las emisiones fugitivas de combustibles.
2. Las emisiones por medios de transporte se refieren a las emisiones de CO_2.

En relación con la contribución relativa de cada medio de transporte al total de emisiones de CO_2, la mayor parte de éstas (95%) provienen del transporte por carretera. La aviación

[1] Todos los datos de emisiones provienen de la base de datos del Sistema Español de Inventario y Proyecciones de Emisiones a la Atmósfera, accesible en http://www.mapama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/default.aspx. Las cifras de emisiones se expresan en términos de CO_2-equivalente, calculadas según los potenciales de calentamiento atmosféricos del 4º Informe de evaluación del Panel de Intergubernamental para el Cambio Climático. Los gases de efecto invernadero comprenden el CO_2, metano (CH4), óxido nitroso (N2O) y gases fluorados (PFC, HFC, SF6 y NF3). En todos los casos se refiere a emisiones brutas, esto es, sin incluir el sumidero neto del Grupo "Usos del suelo y cambios de uso del suelo y bosques".

y la navegación doméstica aportan un 3% y 1,7%, respectivamente[2], mientras que las emisiones procedentes del transporte por ferrocarril y por tubería representan en torno al 0,3% cada una. Además, en el transporte por carretera, los automóviles son los principales emisores, pues generan más de dos tercios del total de emisiones de CO_2. Las emisiones de camiones pesados y autobuses representan un 22,3% del total de emisiones del transporte por carretera.

Al elevado peso relativo del transporte en el conjunto de las emisiones globales de gases de efecto invernadero hay que añadirle el hecho de que esta actividad sea la gran responsable del incremento en las emisiones globales de gases de efecto invernadero en España entre 1990 y 2015. Específicamente, el transporte contribuyó con 8,5 puntos porcentuales del incremento del 16,6% en las emisiones globales entre 1990 y 2015[3]. Como referencia, la contribución relativa de la combustión de combustibles en la energía y en la industria fue de 2,5 y -1,4 puntos porcentuales, respectivamente. Si bien el máximo de emisiones en el transporte se alcanzó en 2007 (108,3 $MtCO_2$ equivalentes), para registrar descensos a partir de entonces debido a la crisis económica, las emisiones de 2014 y 2015 vuelven a mostrar una variación positiva, que en el caso del último año es del 4%[4]. En comparación con otros países de nuestro entorno, el consumo de energía final del sector transporte por unidad de PIB es en España 8 puntos porcentuales superior al porcentaje medio que supone el sector en la Unión Europea (Observatorio del Transporte y la Logística de España).

España tiene como compromiso para 2020 la reducción del 10% de emisiones de gases de efecto invernadero en los sectores difusos (Decisión 406/2009/CE). La propuesta de la Comisión[5] para el periodo 2021-2030 es de una reducción del 30% respecto a los niveles de 2005 para el conjunto de la Unión Europea; objetivo que para España sería del 26% e implicaría unas emisiones en el transporte de 76,3 $MtCO_2$ equivalentes[6]. Este valor, ya de por sí sustancialmente más reducido que el actual (83,4 $MtCO_2$ equivalentes), es más exigente cuando se aplica la propuesta del Libro Blanco del Transporte (2011), en que se planteaban objetivos a 2030 de un aumento de 8% respecto a los valores de 1990, lo que resultaría en un objetivo de 64 $MtCO_2$.

[2] Es importante tener en cuenta que el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), siguiendo metodología estandarizada a nivel internacional, recoge las actividades de transporte efectuadas por las aeronaves en el ámbito nacional (ciclos de aterrizaje-despegue y navegación de crucero). Utiliza para ello un modelo específico denominado MECETA (Modelo de Cuantificación de Emisiones de Transporte Aéreo). Del mismo modo, solo se recogen las emisiones procedentes del tráfico marítimo en trayectos cuyos puertos de origen y destino sean españoles, con independencia de la bandera del buque o la nacionalidad de la compañía armadora. En una estimación pro-memoria, se calcula que en 2015 las emisiones CO_2 equivalentes del tráfico aéreo internacional alcanzaron 14.742 miles de toneladas, frente a las 2.525 del nacional. En el tráfico marítimo internacional fueron 24.180, frente a las 1.380 del transporte marítimo nacional.

[3] Las emisiones brutas pasaron de 287.828 $ktCO_2$ equivalentes en 1990 a 335.663 en 2015. En ese mismo periodo, las emisiones provenientes del transporte pasaron de 58.967 a 83.386 $MtCO_2$ equivalentes.

[4] Esta situación es extensible al conjunto de países de la UE. Véase en ese sentido el último informe de Transport and Environment Reporting Mechanism (TERM) (5 diciembre 2017). [https://www.eea.europa.eu/themes/transport/term/monitoring-progress-of-europes-transport]

[5] Véase : https://ec.europa.eu/clima/policies/effort/proposal_en

[6] El objetivo de largo plazo, a 2050, es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un 60% respecto a los niveles de 1990.

Complementariamente a estos objetivos, la Comisión Europea lanzó en julio de 2016 una ambiciosa estrategia para acelerar el ritmo de la transición hacia una economía baja en emisiones, enumerando un plan de acciones a adoptar que se centra en el transporte por carretera y que comprende:

a) Medidas de optimización del sistema de transporte y mejora de su eficiencia, lo que incluye soluciones digitales de movilidad, fijación de precios justos y eficientes (avanzando en la tarificación vial basada en kilómetros reales recorridos) o la promoción de la multimodalidad.
b) Medidas para el incremento del uso de energías alternativas de bajas emisiones en el transporte, lo que incluye incentivos a la innovación en este ámbito, la incorporación de biocombustibles avanzados y sintéticos (limitando el papel de los biocombustibles basados en cultivos alimenticios), el desarrollo de infraestructuras para combustibles alternativos (puntos de recarga) o la interoperabilidad y normalización de la movilidad eléctrica.
c) Medidas para avanzar en el uso de vehículos de bajas o nulas emisiones, recuperando la confianza de los consumidores con mejoras en los ensayos de emisiones y evaluando distintas medidas de promoción de vehículos de emisión cero, así como una estrategia específica para los camiones, autobuses y autocares.

Más recientemente, en noviembre de 2017, la Comisión Europea ha presentado una nueva propuesta legislativa para reducir las emisiones de CO_2 en los vehículos de pasajeros y comerciales ligeros[7], con reducciones del 15% (en 2025) y del 30% (en 2030) respecto a los niveles de 2021. Al mismo tiempo, los fabricantes de vehículos que tengan una cuota (por determinar) de producción de vehículos de baja emisión (híbridos) o de emisión cero tendrán límites menos estrictos.

Sin embargo, la Comisión Europea reconoce que buena parte de las decisiones a tomar para el cumplimiento de los objetivos de emisión en los sectores difusos deberán ser diseñadas y adoptadas en cada Estado miembro. En el caso del transporte, ello incluye, entre otras, las medidas de gestión del tráfico (por ejemplo, el acceso al centro de las ciudades), medidas favorecedoras del transporte público, medidas para estimular el transporte de bajas emisiones, fiscalidad o biocombustibles.

Esta Comisión comparte que resulta necesario adoptar múltiples medidas para facilitar la transición hacia una movilidad baja en emisiones. Algunas de ellas, como los nuevos límites a emisiones en nuevos vehículos, serán acordadas en el ámbito europeo. Otras deberán ser impulsadas en el ámbito nacional. Entre ellas, en este informe se ha prestado una especial atención al cambio en la fiscalidad, que esta Comisión considera un instrumento imprescindible para facilitar la transición hacia una movilidad sostenible.

Adicionalmente, esta Comisión se ha centrado en cuatro aspectos relativos a la movilidad, dada su conexión con las decisiones regulatorias que deberán ir adoptándose. En primer lugar, los principios que deben considerarse en el avance en la electrificación del parque de automóviles. En segundo lugar, el papel de los biocombustibles. En tercer lugar, las medidas para facilitar el cambio modal en el transporte de mercancías. Por último, algunas propuestas para avanzar en la descarbonización del transporte aéreo y marítimo doméstico.

7 Véase : https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/vehicles/docs/com_2017_676_en.pdf

4.2. LA ELECTRIFICACIÓN DEL PARQUE DE VEHÍCULOS

Sin duda las mejoras en las emisiones de motores de combustión, en el marco de una regulación cada vez más exigente, ayudarán al cumplimiento de los objetivos de descarbonización. Asimismo, el desarrollo de los vehículos a gas también podrá hacer aportaciones relevantes durante la transición.

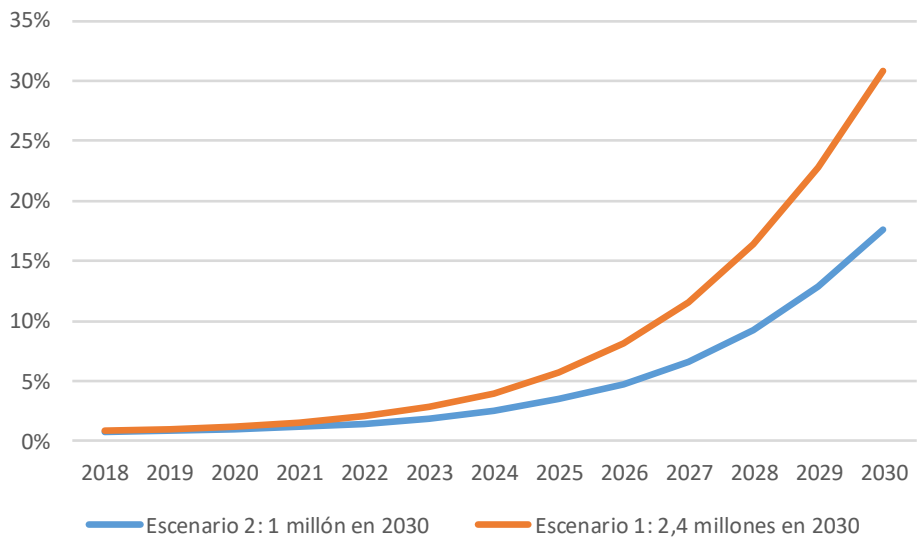
Sin embargo, hay un consenso generalizado acerca de que el mayor potencial de descarbonización vendrá de la mano del transporte eléctrico. Será la electrificación masiva del parque de vehículos la que permitirá abatir las emisiones de gases de efecto invernadero, sobre todo cuando se analizan horizontes temporales superiores a 2030. Con respecto a ese año, en este informe se han realizado algunos supuestos sobre el mismo, que ahora conviene poner en perspectiva.

En noviembre de 2017, el parque de turismos eléctricos en España era de algo más de 14.000 vehículos, frentes a los casi 23 millones de turismos[8]. Las matriculaciones anuales de vehículos eléctricos han crecido considerablemente, pero siempre en unos niveles muy bajos. Así, las matriculaciones pasaron de 2.255 unidades (en 2015) y 3.404 (en 2016) a 7.067 unidades en 2017. Para ponerlo en contexto, las matriculaciones totales de turismos en 2017 fueron 1.344.794 unidades. Cualquier intento de extrapolación partiendo de las cifras actuales se enfrenta pues a elevadas incertidumbres. En particular, es muy arriesgado hacerlo partiendo de las tasas de crecimiento recientemente observadas, afectadas por el bajísimo nivel de partida. Por ello, resulta más creíble asumir un determinado crecimiento en la cuota de turismos eléctricos matriculados cada año, en relación con el total de turismos matriculados. En 2016 ese porcentaje era del 0,28%, y en 2017 se ha situado en 0,53%. Puede suponerse que la evolución temporal de esa cuota adoptará un modelo logístico que, partiendo del nivel de 2017, conduzca a un determinado porcentaje de penetración en 2030. En el siguiente gráfico se muestra, a título de ejemplo, cuál podría ser la distribución esperada[9] que fuera coherente con los dos escenarios base utilizados en este informe: un escenario de referencia (Escenario 1) con 2,4 millones de vehículos eléctricos en 2030, y un escenario alternativo (Escenario 2), con 1 millón de vehículos eléctricos en ese año.

[8] A ellos habría que sumar 4.043 autobuses, camiones y furgonetas, y 13.947 ciclomotores y motocicletas. Todos los datos de este apartado provienen del portal estadístico de la Dirección General de Tráfico [https://sedeapl.dgt.gob.es/WEB_IEST_CONSULTA/]. Los vehículos eléctricos comprenden los eléctricos enchufables (PHEV), eléctricos de autonomía extendida (REEV), eléctricos híbridos (HEV) y Eléctricos de batería (BEV).

[9] La distribución logística es $cdf = 1/(1+e^{-\frac{z-\mu}{s}})$, donde se ha supuesto μ=17.2/14,6 y s=2,6/3 en los escenarios 2/1, respectivamente.

Gráfico 4.2.1. Hipótesis de aumento de la cuota relativa de turismos eléctricos en el total de matriculaciones



Como puede apreciarse, una distribución de ese tipo, que suelen adoptar tecnologías en fase de despliegue o de desarrollo[10], implica un lento crecimiento inicial, que en el Escenario 2 y con los parámetros que se han supuesto no llevaría a superar el 5% de las matriculaciones anuales hasta 2026, para registrar un fuerte crecimiento de la cuota a partir de entonces.

Aplicando esa evolución de la cuota de vehículos eléctricos al número de vehículos matriculados cada año[11] y suponiendo una vida útil de doce años, el número de turismos eléctricos en 2030 sería de 969 mil, que se correspondería con una cuota del 18% en el total de las matriculaciones en ese año[12]. A ellos cabría añadir vehículos eléctricos no turismo, como camiones ligeros o autobuses, hasta completar el stock de 1 millón de vehículos en 2030.

En el Escenario 1, con mayor penetración, alcanzar un total de 2,4 millones de vehículos en 2030 implicaría asumir un aumento más rápido de la cuota relativa de los vehículos eléctricos en el total de matriculaciones, que en ese escenario ya superaría el 10% en 2026, para crecer muy rápidamente a partir de entonces y alcanzar porcentajes próximos al 30% en 2030.

10 Una distribución logística genera una curva-S que es típica en los procesos de difusión de nuevas tecnologías. Sobre esta cuestión, puede verse el trabajo clásico de Geroski, P.A. (2000): Models of technology diffusion, *Research Policy* 29 (4-5).

11 Se ha supuesto un aumento medio anual del 1,5% en el número de matriculaciones de turismos. Con esa cifra se alcanzarían 1,63 millones de matriculaciones en 2030, muy próximas a los registros observados en 2004-2007.

12 En la llamada "Declaración de París sobre la movilidad eléctrica y el cambio climático", se asumió por operadores, empresas y agencias el compromiso no vinculante de alcanzar un 20% del stock de todo tipo de vehículos, y un 35% de las ventas en el año 2030. [http://newsroom.unfccc.int/lpaa-es/transporte/la-declaracion-y-el-llamado-a-la-accion-de-paris-sobre-la-movilidad-electrica-y-el-cambio-climatico/]

Los escenarios de 2,4 y 1 millones de vehículos eléctricos a 2030 suponen una reducción de las emisiones de CO_2 considerables, aunque muy por debajo de lo que sería necesario para alcanzar el objetivo de reducción en el transporte para ese año. Así, 2,4 millones de vehículos que circularan 15.000 km/año y emitieran 81 g CO_2/km generarían[13] 2,9 millones de toneladas de CO_2. Sin embargo, en el escenario de evolución del parque total que se ha supuesto, esa reducción se combina con un aumento del stock de vehículos no eléctricos en el año 2030, si bien con estándares de emisiones en una senda decreciente. El panorama sería más incierto si se suponen cambios en las preferencias por la movilidad, bien por el uso más intenso de vehículos compartidos, por un aumento de la cuota modal del transporte público, o por un desplazamiento de la demanda de movilidad hacia el alquiler de vehículos u otros medios de transporte (por ejemplo, bicicletas) por periodos cortos de tiempo. Con todas estas incertidumbres, los escenarios globales de este informe contemplan una reducción importante del volumen de emisiones provenientes del transporte, tal y como se describe en el capítulo 2.

Con las hipótesis previas no se pretende realizar un ejercicio de previsión, sino tan solo plantear qué grados de penetración del vehículo eléctrico serían coherentes con los dos escenarios principales planteados en este informe[14]. La penetración de los vehículos vendrá condicionada en primer lugar, y de modo muy destacado, por su coste, y a este respecto, esencialmente por la evolución tecnológica y la disponibilidad de nuevas baterías con mayor capacidad de carga, con mayor rapidez en la recarga y un mayor número de ciclos de recarga sin perder de forma apreciable la capacidad inicial[15]. Las baterías se constituyen así en una tecnología potencialmente disruptiva, pero sobre la que es muy difícil realizar ejercicios de previsión en términos de costes, prestaciones o disponibilidad efectiva en el mercado.

No obstante, en el artículo de B. Nykvist y M. Nilson *Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles*[16] se indica que los costes de las baterías de ion-litio se han reducido desde los 1.000 $/kWh en 2007 hasta los 410 $/kWh en 2014, es decir , aproximadamente un 14% anual, y siguen progresando en esa dirección. De hecho, líderes en este mercado como Tesla y Nissan ya están en torno a los 300 $/kWh. Según Bloomberg New Energy Finance, en su informe *Electric Vehicle Outlook 2017*, la tendencia de costes es la que figura en el siguiente gráfico.

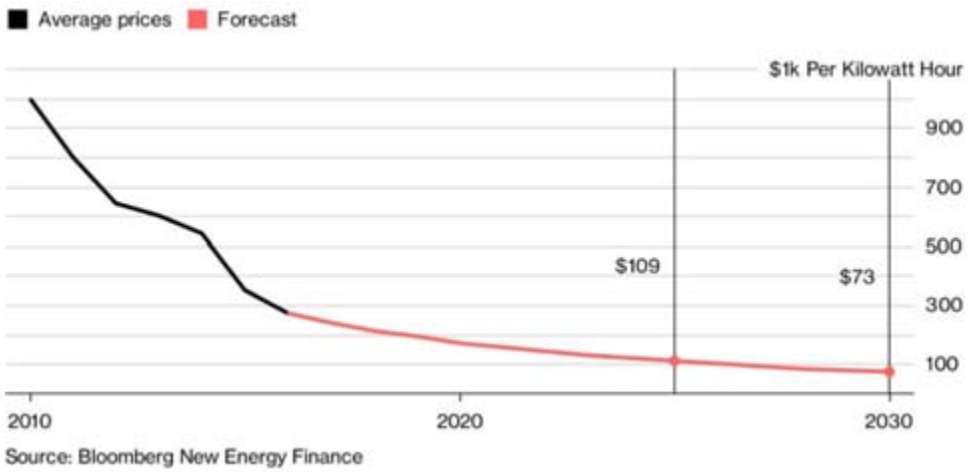
13 Se ha supuesto que un automóvil medio en el parque de 2030 está en el punto medio entre el estándar de emisiones previsto para 2020 (95 g CO_2/km) y para 2030 (67 g CO_2/km).

14 Para profundizar algo más en distintas hipótesis sobre difusión del vehículo eléctrico y comparativas con los ritmos de adopción de otras tecnologías véase Cherif, R., Hasanov, F. y Pande, A. (2017): Riding the Energy Transition: Oil Beyond 2040, IMF WP/17/20.

15 El énfasis se pone en las baterías de recarga eléctrica ya que los vehículos de celda de combustible (recargables con hidrógenos) no parecen tener, a día de hoy, expectativas de desarrollo comercial que sean competitivas con las baterías [https://www.forbes.com/sites/quora/2017/05/30/will-people-choose-hydrogen-cars-over-gasoline-powered-ones/#393f0a4849b0], si bien podrían tener algunos nichos de desarrollo prometedor complementando a la electrificación del transporte ferroviario [http://www.railjournal.com/index.php/rolling-stock/lnvg-and-alstom-sign-hydrogen-fuel-cell-train-contract.html]. El parque de este tipo de vehículos es prácticamente inexistente, con 10 turismos y 30 autobuses. Sin embargo, dada el altísimo ritmo de innovación y las estrategias de apoyo de algunos fabricantes (Toyota ha liberado el acceso a un amplio de patentes relacionadas con la pila de hidrógeno) no es posible anticipar escenarios de medio plazo.

16 Disponible en: http://www.readcube.com/articles/10.1038/nclimate2564

Gráfico 4.2.2. Evolución prevista de los costes de las baterías de ion-litio entre 2010 y 2030 en $/kWh



Es evidente que, en este ámbito, la I+D+i tiene mucho que aportar en los próximos años y no se desdeñan cambios disruptivos muy importantes en la electroquímica y en las tecnologías de las baterías, así como en la eficiencia de los propios vehículos eléctricos, el tiempo de su recarga y la duración y ciclos de vida de las mismas.

Además de las barreras que suponen la disponibilidad de determinada capacidad de almacenamiento en cada vehículo y su coste, así como su peso, otra barrera de entrada es su proceso de recarga. Ese proceso, que es de momento bastante lento (aunque la recarga rápida en pocos minutos se abre paso sin afectar al número de ciclos de vida de la batería) requiere de la disponibilidad de infraestructura, bien sea individual o de acceso público, con estándares homogéneos y robustos a escala europea. Asimismo, no deben olvidarse los servicios de ajuste que en su momento podrían ofrecer las baterías de los automóviles conectadas a la red, el conocido como V2G (Vehicle-To-Grid), para lo que se requerirán de puntos de recarga bidireccionales. Hay ya algunas experiencias piloto en ese sentido, por ejemplo, en California y varios países europeos. La disponibilidad de un parque amplio de vehículos eléctricos abrirá esta cuestión en el futuro, para lo que nuevamente el marco regulatorio deberá estar adaptado adecuadamente.

En este entorno, esta Comisión considera que la regulación debe orientarse a facilitar una transición eficiente hacia el vehículo eléctrico. Ello implica, en el contexto actual de incertidumbre tecnológica, ir avanzando en una regulación prudente que facilite la penetración creciente de vehículos no contaminantes, sin precipitarse en medidas de gasto público que puedan conducir a generar costes no recuperables.

Un ejemplo en ese ámbito es la revisión de la figura del gestor de cargas. La regulación actual, basada en el RD 647/2011, impone diversas cargas no justificadas a las empresas que desean prestar servicios de recarga. Por ejemplo, tener que figurar en su objeto social la acreditación para vender y comprar energía eléctrica, lo que dificulta su prestación a empresas que no pretenden hacer de ésta su actividad principal. La revisión en curso de esa figura apunta en la línea adecuada, aunque en un momento posterior habrá que evaluar si

la reforma propuesta es suficiente o se requieren medidas más ambiciosas que pudiesen implicar modificaciones en el ámbito de la regulación de los gestores de cargas delimitada en la Ley del Sector Eléctrico.

Sin ánimo de exhaustividad, se señalan algunas recomendaciones que, desde el ámbito nacional, deben facilitar el diseño regulatorio que facilite esa transición:

En primer lugar, se debe avanzar en establecer una estructura de peajes de acceso de transporte y distribución que favorezca un uso eficiente de la red, desplazando la carga de vehículos hacia horarios con menor uso de la red eléctrica. Aunque ya existe una estructura tarifaria pensada con tal fin, se debe evaluar si está suficientemente alineada con el objetivo de desplazamiento de la carga hacia momentos de menor uso de la red, lo que repercutiría en menores necesidades de dimensionamiento y, en consecuencia, en menores costes del sistema.

En segundo lugar, resulta necesario avanzar en la exploración de medidas proactivas por parte de administraciones locales que, además de profundizar en el fomento del transporte colectivo como estrategia prioritaria para la reducción de emisiones en los entornos urbanos, introduzcan sistemas que incentiven la movilidad no contaminante, tales como restricciones de acceso selectivas al centro de las ciudades, precios de aparcamientos diferenciados, etc. Estas medidas pueden ser muy eficaces a la hora de determinar cambios en las pautas de conducta por parte de los consumidores, facilitando así la transición hacia una movilidad sostenible. Los distintivos ambientales proporcionados por la Dirección General de Tráfico ofrecen una herramienta de gran utilidad que deben convertirse en base de las políticas municipales en este ámbito, aunque podría ser de interés extender su alcance para incluir también el nivel de emisiones de CO_2 de los vehículos.

Como referencia, en la siguiente tabla se muestra el número de vehículos en España por categorías de distintivos ambientales[17]. Si se supone que la distribución en el territorio no difiere sustancialmente de la distribución agregada, una restricción de acceso sobre la base de los distintivos (por ejemplo, C o superior) contribuiría a reducir el impacto medioambiental y los muy perjudiciales efectos sobre la salud. Como referencia, en su nota informativa de auditoría sobre la acción de la Unión Europea para reducir los riesgos de la contaminación atmosférica sobre la salud, de 21 de diciembre de 2017, el Tribunal de Cuentas Europeo indica que la mala calidad del aire es la causante de aproximadamente medio millón de muertes en la Unión Europea.

[17] La información se ha extraído de la base de datos de la Dirección General de Tráfico, que integra 31.858.444 matrículas y sus correspondientes distintivos ambientales. Hay que tener en cuenta que la DGT ha clasificado el 50% del parque más eficiente. Descarga del fichero el 22 de diciembre de 2017.

Tabla 4.2.1. Número de vehículos en España según distintivos medioambientales

Distintivo	Características	Nº de vehículos
0	Ceros emisiones. Vehículos eléctricos de batería (BEV), vehículo eléctrico de autonomía extendida (REEV) y vehículo eléctrico híbrido enchufable (PHEV) con una autonomía mínima de 40 kilómetros o vehículos de pila de combustible.	31.741
ECO	Vehículos híbridos enchufables con autonomía <40km, vehículos híbridos no enchufables (HEV), vehículos propulsados por gas natural, vehículos propulsados por gas natural comprimido (GNC), gas natural licuado (GNL) o gas licuado del petróleo (GLP). En todo caso, deberán cumplir los criterios de la etiqueta C.	180.491
C	Vehículos gasolina EURO 4/IV, 5/V o 6/VI o diésel EURO 6/VI.	7.102.064
B	Vehículos gasolina EURO 3/III o Diésel EURO 4/IV o 5/V.	11.325.594
TOTAL		**18.639.890**

Además de estas medidas, las administraciones públicas, y particularmente las locales, pueden jugar un papel muy activo a través de las contrataciones públicas. La Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2009/33/CE, relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficiente, tras reconocer que no se están utilizando adecuadamente los mecanismos de contratación pública para acelerar la aceptación de vehículos limpios, pretende precisamente simplificar, aclarar y hacer más efectivas las medidas que las Administraciones Públicas pueden adoptar. Es importante que la posterior transposición de la nueva Directiva al ordenamiento español refuerce las políticas de transformación del parque (particularmente, flotas de autobuses) por parte de las corporaciones públicas responsables.

En tercer lugar, hay que mencionar los planes de ayuda a la renovación del parque vinculados al achatarramiento de los vehículos antiguos sustituidos [18]. Estos planes probablemente serían innecesarios si la fiscalidad en España internalizara adecuadamente los daños ambientales asociados a cada vector energético, pues entonces serían los precios de los combustibles (e implícitamente los costes del CO_2 y resto de contaminantes internalizados en los mismos) los factores que orientarían las decisiones de los consumidores. En tanto no se modifique la fiscalidad, y si se considerase en algún momento reactivar las ayudas de estos programas, deberían concederse estableciendo una misma subvención unitaria en €/tCO_2 evitado para todos los vehículos, de modo que la subvención

[18] Es relevante recordar que el principal causante del abatimiento de las emisiones del transporte en los escenarios contemplados en este informe es la transformación del parque hacia vehículos con estándares de emisión más exigentes.

total sea mayor para aquellos vehículos que más emisiones reduzcan. En cualquier caso, el apoyo a vehículos con energías alternativas debería seguir siendo mediante ayudas no vinculadas al achatarramiento.

En cualquier caso, como ya se ha indicado anteriormente en este informe, el primer incentivo positivo hacia el transporte de bajas emisiones debe ser una fiscalidad medioambiental que dé al consumidor las señales de precios adecuadas. Además de una fiscalidad basada en las emisiones de CO_2, deberían contemplarse las opciones secundarias ya formuladas en el Informe de la Comisión de Expertos para la reforma del sistema tributario español. Específicamente, y en tanto se procede a la implementación de una fiscalidad sobre el CO_2, debería incrementarse el tipo aplicable al gasóleo y evaluar la justificación de algunas de las exenciones vigentes[19]. En relación con el Impuesto de Vehículos de Tracción Mecánica (IVTM), que es de naturaleza local, podría replantearse bien en el sentido de reforzar la señal que provendría de la fiscalidad sobre el CO_2 (en tanto la reforma fiscal no se aborde a nivel del Estado[20]), o bien internalizando otros costes sociales vinculados a la movilidad, tales como ruidos o congestión. El refuerzo de esta señal sería importante en los automóviles más antiguos, que son los más contaminantes, especialmente en el caso de los vehículos diésel.

En cuarto lugar, al tratarse de una tecnología no solo no madura, sino que además está en un permanente estado de cambio, el esfuerzo público no debe estar solo centrado en la regulación sino en garantizar un entorno adecuado para la innovación. Esto resulta especialmente importante en un país como España, donde la industria manufacturera de automoción constituye, junto a la de bienes de equipo, el núcleo de la actividad industrial. Además, como es bien conocido, la contribución del sector de automoción en su conjunto, incluyendo fabricantes e industria auxiliar, es clave en la balanza comercial, con un saldo positivo de casi 8 mil millones de euros en 2016, y por supuesto en la generación de empleo directo e inducido a través de su enorme capacidad de arrastre. Es muy importante que la industria automovilística española protagonice la progresiva transformación del parque hacia vehículos con energías alternativas[21].

En quinto lugar, diversos estudios han abogado por la necesidad de ejecutar importantes inversiones públicas y privadas para facilitar esa transición hacia esa movilidad de baja emisión mediante la extensión de los puntos de recarga. Sin duda es necesario diseñar un marco estratégico para el desarrollo de puntos de recarga, eléctrica y de gas natural, con su correspondiente seguimiento. Ese marco, además de simplificar y agilizar los procesos administrativos, debe contemplar de manera específica el desarrollo de la infraestructura de recarga en corredores para atender la movilidad interurbana y de media distancia. Esto resulta especialmente importante en los corredores que conforman la red troncal de transporte por carreteras. En ese sentido, una reciente enmienda del Parlamento Europeo

[19] En el capítulo sobre fiscalidad ya se señaló que, para facilitar la viabilidad de la reforma fiscal medioambiental, esta puede diseñarse considerando la existencia, entre otras, de un tratamiento que mitigue el impacto sobre los profesionales del transporte.

[20] Si la reforma fiscal ambiental es abordada a nivel del Estado, el IVTM no debería penalizar las emisiones de gases contaminantes, pues resultaría redundante.

[21] Sobre la producción de vehículos eléctricos en España, véase: http://www.anfac.com/memoria/assets/memoriaanfac2016-vehiculo.pdf

a la Propuesta de Directiva relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes de energía renovable urge a los Estados Miembros a asegurar que en 2023 el 90% de las estaciones de servicio situadas en la red básica de la Red Transeuropea de Transporte (TEN-T)[22] cuenten con puntos de recarga eléctrica rápida. Con independencia del resultado final de esa enmienda, el tratamiento de la movilidad interurbana es crítico para impulsar la penetración de vehículos con fuentes de energías alternativas.

Sin embargo, debe considerarse que, dada la rápida evolución tecnológica, y la incertidumbre asociada, decisiones precipitadas pueden conducir a establecer infraestructuras basadas en retornos que pueden no llegar a producirse. Un avance muy rápido en la capacidad de recarga rápida de las baterías puede hacer innecesario un despliegue masivo de puntos de recarga en vías públicas. Un apoyo público para la instalación de puntos de recarga puede ayudar a romper el círculo vicioso entre la escasa red de recarga por el reducido parque de vehículos eléctricos, y viceversa. Como ocurre en otras actividades donde el despliegue de red se enfrenta a los problemas derivados de la falta de rentabilidad inicial de los proyectos y recibe apoyo público (por ejemplo, en la extensión de la banda ancha de nueva generación en zonas en las que no está previsto su despliegue en próximos años), esa ayuda a la instalación de puntos de recarga por instituciones públicas o privadas tiene también la ventaja de poder contar con cofinanciación europea.

El artículo 32 de la Propuesta de Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, al definir las tareas de los gestores de redes de distribución en el uso de la flexibilidad, señala que "El plan de desarrollo de la red incluirá las inversiones previstas en los próximos cinco a diez años, con especial énfasis en las principales infraestructuras de distribución que sean necesarias para conectar nuevas capacidades de generación y nuevas cargas, incluidos los puntos de recarga para vehículos eléctricos." Pero, tal y como establece la propuesta de directiva, el desarrollo de la infraestructura de recarga es una actividad de mercado. Las empresas distribuidoras no deben poseer, desarrollar u operar puntos de recarga a no ser que se cumplan estrictamente dos condiciones: i) que otras partes, tras un procedimiento de licitación abierto y transparente, no hayan manifestado su interés en poseer, desarrollar, gestionar o explotar puntos de recarga para vehículos eléctricos; b) la autoridad reguladora haya dado su aprobación (artículo 33).

Por último, aunque el análisis anterior se ha centrado en la electrificación del parque de vehículos, debe hacerse referencia al uso de gas natural comprimido o licuado en el transporte. En algunos países, de hecho, una parte del parque de automóviles se ha reconvertido al gas, bien por adaptación de modelos de gasolina/diésel o bien por la adquisición de unidades ya fabricadas con ese tipo de propulsión. El caso más significativo es el de Italia[23].

En un escenario previsible sobre la evolución de los costes y capacidades de las baterías, el gas natural es ya una tecnología de transición en el transporte pesado de mercancías, en el transporte por autobuses, en el transporte marítimo e incluso en parte del transporte

[22] Sus orientaciones se establecen en el Reglamento (UE) 1315/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013.

[23] Véase Álvarez, E. et al (2017): Movilidad sostenible. El papel de la electricidad y el gas natural en varios países europeos, Cuadernos Orkestra 2017/27, para un análisis comparativo sobre las distintas estrategias de penetración del vehículo eléctrico y de gas en diversos países europeos.

ferroviario en el que puede haber restricciones técnicas o económicas para la electrificación, como posteriormente se referirá. La Estrategia de Impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España (2014-2020) recoge ya un conjunto de líneas estratégicas y medidas.

En el caso de los turismos o vehículos de transporte ligero, la paridad que se puede producir en el transcurso de pocos años entre los costes de vehículos eléctricos y de motorización con combustibles fósiles puede inclinar la balanza a favor de los primeros. Evidentemente, el impacto en términos de emisiones de CO_2 debe tener en cuenta cuál es el mix eléctrico vigente en cada momento. Así, un vehículo eléctrico que consume 0,15 kWh/km emite, con el mix del escenario base para 2030 en hidraulicidad media, 6,4 gramos de CO_2 por kilómetro (8,7 gramos de CO_2 con hidraulicidad seca). Esto supone una importante reducción respecto a la emisión subyacente de un coche eléctrico en la actualidad, que es consecuencia de que el factor de emisión actual (2016) está en 0,25 tCO_2/MWh, mientras que los escenarios a 2030 lo sitúan en el rango 0,04-0,06.

En comparación, cumpliendo las exigencias propuestas, un automóvil turismo emitiría 67 gramos de CO_2 por kilómetro en 2030 (un 30% menos que el límite de 2020, que es de 95 gramos), esto es, entre 8 y 10 veces más. Un vehículo que consume gas natural emite actualmente en torno a 15-25% menos CO_2 que un vehículo convencional. Si se aplica esa misma diferencia al límite de 67 gramos en 2030, la emisión media sería de 53 gramos de CO_2 por kilómetro[24].

[24] Obviamente, ese diferencial no tiene por qué mantenerse y se aporta aquí a título simplemente ilustrativo. Adicionalmente, el gas vehicular reduce sustancialmente las emisiones de NO_x y prácticamente elimina las de SO_x y partículas.

4.3. LOS BIOCOMBUSTIBLES EN EL CONTEXTO DE LA DESCARBONIZACIÓN

La principal vía utilizada hasta ahora para apoyar el proceso de descarbonización en el transporte ha sido la obligación de mezclas de biocombustibles. El mecanismo actual se basa en el cumplimiento de un objetivo mínimo obligatorio de biocarburantes en el total de carburantes de automoción comercializados, que en la actualidad es del 5%[25], si bien con una senda creciente para el periodo 2016 a 2020. El marco normativo, establecido en el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, incorpora parcialmente al ordenamiento jurídico español la Directiva (UE) 2015/1513, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de septiembre de 2015, por la que se modifican la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía renovable procedente de fuentes renovables.

Los tipos de biocombustibles que se contemplan, producidos siempre a partir de biomasa, son numerosos (bioetanol, biodiesel, biogás, bioetanol, biocarburantes sintéticos, etc.). Los sujetos obligados son los operadores al por mayor, distribuidores al por menor y consumidores de productos petrolíferos. Estos solicitan certificados a la CNMC, como entidad designada para expedir los certificados y gestionar el mecanismo de certificación de biocarburantes[26], por las cantidades vendidas o consumidas con el fin de acreditar la titularidad de la cantidad mínima de certificados de biocarburantes exigida. En caso de que el número de certificados no permita el cumplimiento del objetivo obligatorio mínimo, el déficit resultante implica un abono, aunque ese pago compensatorio no puede ser superior al 50% de la obligación. En 2016, el fondo de pagos compensatorios a que dieron lugar los déficits incurridos asciende a algo más de 28 millones de euros[27]. Ese fondo se reparte posteriormente entre aquellos sujetos obligados que cuentan con exceso de Certificados en relación con sus obligaciones.

La estrategia de descarbonización del sector transporte en España deriva de la obligación que impone la normativa europea. En concreto, el artículo 3.4 de la Directiva 2009/28/CE, fija un porcentaje mínimo de energías renovables en dicho sector del 10% (objetivo que puede cumplirse mezclando biocarburantes o promoviendo la electrificación del

25 Actualmente este objetivo es único, de modo que los sujetos obligados pueden alcanzarlo a través de certificados de biocarburantes en diésel o en gasolina. Los sujetos obligados pueden traspasar, con el límite del 30% de la obligación, certificados de un periodo al siguiente.

26 Circular 1/2016, de 30 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

27 Para ello se aplica el importe por certificado (763 €/Certificado) establecido en la Resolución de 8 de julio de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se actualizan para el año 2013 valores de las fórmulas de cálculo de los pagos compensatorios, relacionados con el cumplimiento de la obligación de biocarburantes, contenidos en la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre.

transporte). Para el cumplimiento de dicho objetivo, el artículo 2.2 de la Directiva UE 2015/1513 limita al 7% la contribución máxima de los biocombustibles de primera generación; y obliga a unos objetivos indicativos en biocombustibles avanzados, con un objetivo de referencia del 0,5%.

Todos estos objetivos se encuentran en fase de revisión en el contexto del Paquete de Invierno "Energía limpia para todos los europeos", donde las propuestas que se están discutiendo apuntan a un previsible incremento del porcentaje mínimo de renovables en el sector, a un porcentaje máximo decreciente de mezcla de biocarburantes de primera generación y a un incremento progresivo del porcentaje mínimo de mezcla de biocarburantes avanzados.

En este contexto, cabe hacer una reflexión sobre el papel de los biocombustibles en los escenarios de medio y largo plazo y sobre el cumplimiento obligatorio de uso de fuentes específicas de renovables, más allá de la contribución actual positiva de los biocombustibles en términos de reducción de emisiones de GEI, que de acuerdo con los datos de la CNMC serían del 60% en 2016 (57% en biodiesel y 77% en bioetanol)[28].

A lo largo del periodo que transcurre entre 1998 y 2013, España ha hecho un enorme esfuerzo por promover las energías renovables sin discriminar entre tecnologías. Ello tenía sentido en las primeras fases de desarrollo de estas industrias en tanto que el Regulador desconocía el recorrido potencial de cada una y en tanto que los costes globales de una apuesta indiscriminada fueran asumibles desde el punto de vista de su financiación.

Sin embargo, en la actualidad, el desarrollo tecnológico y los precios de los combustibles permiten identificar en cada momento qué tipo de instalaciones son más eficientes para luchar contra el cambio climático. En este contexto, una apuesta indiscriminada no resulta apropiada. En la actualidad, lo eficiente sería apostar por las renovables eléctricas que, a los niveles de precios actuales, ya son competitivas. No obstante, en el sector de los derivados del petróleo se mantiene la obligación de mezclar biocombustibles. Ello tiene sentido en tanto se esté en un proceso de transición hacia la electrificación total del parque con fuentes renovables. Además, hay modalidades de transporte (por ejemplo, el aéreo) para las que no vislumbra una solución de descarbonización a medio plazo, y en el que los biocombustibles pueden por tanto jugar un papel relevante.

Las obligaciones que actualmente recaen sobre los operadores mayoristas, minoristas y consumidores de productos petrolíferos implican obviamente para éstos unos costes pero, sobre todo, unas obligaciones de cómo deben apoyar el objetivo final de contribución a la penetración de renovables. Tiene sentido pues plantear si esta es la vía más adecuada o se debe ir a mecanismos alternativos. Así, por ejemplo, podría plantearse esa contribución en el marco más amplio de la creación de un Fondo de energías renovables, que además de tener en cuenta las propuestas realizadas en este informe (particularmente la creación de un recargo sobre todas las energías consumidas para financiar los sobrecostes de las energías renovables), permita a los actuales sujetos obligados a mezclar biocombustibles

[28] Véase : https://www.cnmc.es/estadistica/estadistica-de-biocarburantes. La comparación se establece respecto a los combustibles fósiles, y en su cálculo se analiza el ciclo de vida completo, incluyendo el cultivo, procesamiento y transporte. La revisión de la Directiva de Energías Renovables también actualizará los criterios de sostenibilidad. Los cálculos de reducción de emisiones de GEI derivadas del uso de los biocarburantes se realizan en España utilizando la calculadora CALCUGEI del IDAE.

elegir entre i) hacer aportaciones anuales al Fondo por la cuantía del recargo; y ii) presentar los correspondientes certificados de mezclas por una cantidad equivalente. Obviamente, optarán por la segunda opción solo si el sobrecoste de las mezclas es menor que el sobrecoste de financiar las renovables eléctricas.

Es importante señalar que, tal y como se explicitó en el capítulo correspondiente, en el diseño de ese recargo deben distinguirse dos componentes. Un primer componente que solo financie las nuevas inversiones en energías renovables y que estaría referenciado al sobrecoste de las renovables eléctricas resultante de la última adjudicación en subasta; y un segundo componente, que financiaría toda la cartera de instalaciones renovables existentes.

Pues bien, la propuesta sobre la financiación del nuevo Fondo habría de articularse de modo que posibilidad de optar por hacer contribuciones al Fondo o presentar certificados de mezcla se hiciese por una cantidad equivalente exclusivamente al primer componente del recargo soportado por sus clientes finales; es decir, el que refleja el coste incremental de invertir en las renovables eléctricas más eficientes. Ello permitiría poner a competir a las nuevas renovables eléctricas con el mecanismo alternativo de obligación de certificados de mezclas de combustibles.

Se hace notar que las últimas subastas de renovables eléctricas han revelado que el sobrecoste del primer componente es igual a cero (es decir, que a los precios previstos en el mercado para los próximos años, las inversiones pueden hacerse sin primas). Esto significa que, en estos momentos, es más eficiente financiar renovables eléctricas que mezclar biocombustibles y que, por tanto, para cumplir con la normativa europea sobre descarbonización en el transporte, la política energética en España debería reorientarse hacia una mayor promoción de la electrificación de este sector y hacia una menor obligación de mezcla de biocombustibles de primera generación. Ello, al menos, a los niveles de precios actuales de los carburantes.

También se subraya que esta propuesta sólo es compatible con la actual normativa europea referida a mezclas de biocarburantes de primera generación, donde la obligación es de máximos. No sería compatible con la normativa referida a biocombustibles de segunda generación, donde la obligación es de mínimos. Pero se trata de un planteamiento alineado con una profundización en la neutralidad tecnológica, compatible con el objetivo de lograr una descarbonización a mínimo coste. Es de esperar que, si los biocombustibles de segunda generación no consiguen reducir significativamente sus costes en un plazo razonable de tiempo, la propia UE revise su estrategia.

Por último, es importante señalar que existe un precedente en el que la normativa europea contempla la creación de un fondo destinado a la lucha contra el cambio climático: se trata del *Fondo Nacional para la Eficiencia Energética*, previsto en el artículo 20 de la Directiva 2012/27/UE[29]. Esta Directiva define los objetivos de eficiencia energética a alcanzar en el horizonte del año 2020 y establece (artículo 7) un sistema de obligaciones de invertir en actuaciones que den lugar a ahorros energéticos que se ha de imponer a las empresas suministradoras de energía. Los ahorros se acreditarán a través de un mecanismo de certificación (Certificados de Ahorro Energético). El sistema de obligaciones puede ser

[29] Directiva 2012/27/UE del Parlamento y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

sustituido por los Estados Miembros a través de mecanismos que produzcan resultados equivalentes; entre ellos, aportaciones anuales a un *Fondo Nacional de Eficiencia Energética* que, en el caso de España, fue creado por el Capítulo IV del Real Decreto-Ley 8/2014[30]. Este precedente debería servir de modelo para la creación de un Fondo destinado a financiar el desarrollo de las energías renovables que ponga a competir todas las tecnologías de forma que la lucha por el cambio climático se consiga al mínimo coste.

[30] Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

4.4. EL TRANSPORTE FERROVIARIO DE MERCANCÍAS

La descarbonización del transporte de mercancías por vías terrestres se enfrenta a retos específicos, distintos de los relativos al transporte vehicular de personas. Tres son los escenarios que permitirían reducir considerablemente los niveles de emisión de CO_2 en el transporte de mercancías: el uso de camiones eléctricos para el tráfico ligero de mercancías, el uso de camiones propulsados por gas para tráfico más pesado[31] y el traspaso de parte de la carga al medio ferroviario. La primera cuestión está totalmente conectada con el avance en la electrificación del parque de vehículos que se analizó anteriormente. De igual modo, el uso de gas natural como complemento al vehículo eléctrico tiene más sentido en el caso del transporte de mercancías por camiones pesados, en los que la conjunción de peso y largas distancias hace más compleja y lejana la electrificación. Adicionalmente, resultan de crucial importancia las iniciativas que la Comisión ha puesto en marcha, basadas en el cálculo y reporte de las emisiones de vehículos de transporte pesado como paso previo a una próxima regulación de estándares de emisión para este tipo de vehículos.

Este apartado se centra en el tercer instrumento: la necesidad de aumentar el peso relativo del transporte ferroviario en el conjunto del transporte por mercancías.

Como se detalló en la Tabla 4.1.1 de este Capítulo, el transporte por camiones, junto al de autobuses, representó un 30% del total de emisiones del transporte en 2015. El trasvase de parte de la carga de transporte desde camiones al transporte ferroviario permitiría reducir las emisiones de CO_2 del transporte de mercancías, pues se calcula que estas son 3,5 veces inferiores por tonelada-km en el medio ferroviario con respecto al transporte por carretera (Agencia Europea de Medio Ambiente).

Tanto por un motivo medioambiental como por otras externalidades asociadas al transporte por carretera, particularmente las congestiones, el aumento de la cuota modal del ferrocarril ha sido un objetivo constante de la política de movilidad y transporte, tanto europea como española. En el primer caso, el Libro Blanco de la Comisión Europea titulado "Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible" señalaba el objetivo de sustituir el 30% del transporte por carretera a distancias superiores a los 300 km al ferrocarril o barco para 2030 y el 50% para 2050. En el segundo caso, el Plan Estratégico para el Impulso del Transporte Ferroviario de Mercancías en España (2010) planteaba un objetivo para la cuota modal del ferrocarril en el transporte de mercancías entre el 8-10% para 2020.

31 Hasta ahora se ha supuesto que existen dificultades para la penetración de la electrificación en el transporte pesado de mercancías, si bien también en este aspecto se están produciendo novedades por parte de los principales fabricantes que permiten adelantar un ritmo de expansión más rápido que el previsto hasta hace poco tiempo.

La situación actual se encuentra muy lejos de ambos objetivos. Como se observa en la siguiente tabla, la cuota modal actual se situaría en España en torno al 5%, muy alejada de países cuyas características geográficas (como su carácter periférico) o de tamaño los haría comparables con nuestro país. En concreto, la cuota modal en Francia o Italia duplica la española, y la media de la UE se aproxima al 20%. En 2015, España ocupaba la antepenúltima posición en la UE-28, tras Irlanda y Grecia (y excluyendo a Malta y Chipre, ambos sin red ferroviaria), en relación con el peso relativo del ferrocarril en el transporte de mercancías[32].

Tabla 4.4.1. Cuota modal del transporte de mercancías por ferrocarril

	UE-28	España	Francia	Italia	Portugal
2010	17,4	4,6	9,5	9,2	10,9
2011	18,6	5,0	10,8	11,2	10,9
2012	18,5	5,3	10,8	12,7	12,8
2013	18,2	5,3	10,6	11,8	12,7
2014	18,4	5,9	10,8	13,2	12,8
2015	18,3	5,9	11,7	13,4	14,1

Fuente: Eurostat

En España, el tamaño del mercado de transporte de mercancías por ferrocarril es pues muy reducido, con una facturación anual en torno a 300 millones de euros en 2015[33]. En términos comparativos, representa una séptima parte de los ingresos en el mercado de viajeros por ferrocarril. En ese año circularon 133.250 trenes de mercancías, lo que en tren.km recorridos, que pondera cada tren por la distancia recorrida, supone un 14% del total circulado en la red ferroviaria española.

La evolución del sector ha sido positiva en los años más recientes (2011-2015), en términos de toneladas kilómetro netas (25,3% de incremento en ese periodo) y en tren.km realizados (7,5%), si bien en 2016 se rompe esa evolución y se registra una caída de la actividad, que es consecuencia directa de la peor evolución de Renfe Mercancías. En consecuencia, el aumento de la cuota modal del transporte ferroviario entre 2011 (4,1% en t.km netas) y 2015 (5,0%) se quiebra en 2016 (4,7%).

En 2007, dos años después del comienzo de la liberalización, se produjo la entrada efectiva de empresas ferroviarias alternativas. Actualmente, junto con el operador histórico (RENFE Mercancías) prestan servicios de transporte de mercancías por ferrocarril ocho empresas, con una cuota conjunta que se ha incrementado considerablemente en los últimos años. Específicamente, la cuota de los operadores alternativos ha pasado de un 14% en 2011 a un 39% en 2016 en términos de toneladas.km netas. La presencia de los operadores alternativos es muy variable por corredores, pero destaca el corredor Madrid-Valencia,

[32] La cuota modal del transporte ferroviario en 2015 fue del 19,3% en Alemania, país con un desarrollo histórico muy pronunciado del transporte ferroviario de mercancías y con alta intensidad en el uso de su red de carreteras. Valores superiores hay en los países bálticos y algunos países del este de Europa.

[33] Los datos provienen del Informe de Supervisión del Mercado de Transporte Ferroviario de Mercancías (CNMC) correspondientes a 2015 y 2016.

donde la fuerte competencia existente ha llevado a que en 2015 el ferrocarril haya captado en torno al 20% de las toneladas transportadas por vía terrestre[34].

El incremento efectivo de la cuota modal del ferrocarril en España se enfrenta a diversas barreras, que son bien conocidas. Algunas de ellas están relacionadas con la naturaleza de la actividad ferroviaria, que afronta dos desventajas respecto a otros medios de transporte alternativo. En primer lugar, el hecho de que el transporte por carretera pueda ser para muchos productos un medio más competitivo que el transporte por ferrocarril, especialmente en un país como España con una extensa red de autovías no saturadas[35], y además con una flota de camiones también muy amplia y competitiva. En segundo lugar, la falta de capilaridad del transporte por ferrocarril se agrava por una escasa infraestructura de cargaderos y terminales. En 2015 había 193 cargaderos explotándose comercialmente, a los que habría que añadir 8 en las líneas de ancho métrico. Este bajo número dificulta captar tráfico en áreas industriales. En comparación, había 1.890 derivaciones privadas en Francia, mientras que en Alemania superarían las 2.000. En algunos países europeos hay programas específicos públicos encaminados a mejorar la red de cargaderos privados.

También se han señalado como posibles barreras al aumento de la cuota modal el modelo de negocio ferroviario en España, en el que no existe comercialmente la modalidad de vagón disperso, modalidad que supone una importante cuota en aquellos países europeos con mayor tráfico de mercancías por ferrocarril, además de las bien conocidas limitaciones derivadas de la red ferroviaria (rampas, presencia mayoritaria de vía única, ancho de vía,…) que conduce a que la carga y longitud media por tren sean sensiblemente menor, lo que a su vez repercute en unos reducidos ingresos medios por tren. En relación con la infraestructura, si bien la inversión ferroviaria en España durante los últimos años ha sido muy intensa, esta ha ido destinada fundamentalmente a potenciar el transporte de viajeros. Se requiere replantear un cambio en esa estrategia, solventando los problemas de acceso y la situación de algunos corredores con alto potencial[36].

De particular importancia en ese ámbito resulta el caso de los tráficos ferro-portuarios, que son claves en el progreso de este medio de transporte: las mercancías embarcadas y desembarcadas del ferrocarril en los puertos en el año 2014 supusieron la mitad del total de mercancías transportadas por ferrocarril en ese año. Pese a ello, las mercancías captadas por el ferrocarril en los puertos apenas representan el 3% del total, mientras que la carretera llega al 40%[37].

Resulta difícil esperar que, sin medidas decididas encaminadas a solucionar los problemas y barreras observados se vaya a producir un aumento significativo de la cuota modal del ferrocarril para 2030, que permitiera situarla en niveles en torno al 15%. Algunas de esas

34 Véase el Informe 2015 del Observatorio del Ferrocarril en España.

35 Aunque la red ferroviaria española no sufre problemas de congestión o de saturación, como sí ocurre con otras redes ferroviarias europeas, por lo que los problemas de capacidad son puntuales. Los problemas de este tipo estarían esencialmente asociados a circulaciones en las inmediaciones de las grandes ciudades.

36 El Reglamento UE 913/2010 creó nueve 9 corredores ferroviarios europeos para potenciar el tráfico ferroviario de mercancías mediante la gestión centralizada de la adjudicación de capacidad, la gestión del tráfico y relación con los clientes. Dos de ellos, el Corredor 4 (Atlántico) y el Corredor 6 (Mediterráneo), pasan por España.

37 En julio de 2017 el Fondo Financiero de Accesibilidad Terrestre Portuaria asignó casi 1000 millones de euros a 53 actuaciones, la mayor parte de ellos a proyectos ferroviarios. El Fondo se creó en 2014.

medidas deberían ser de inversión en mejora de la red, solventando cuellos de botella, acceso a zonas industriales, desdoblamiento de las vías o electrificación[38], entre otros. En relación con este último, debe tenerse en cuenta que un aumento de la electrificación de las vías no implica ganancia alguna en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero si no va acompañado de un aumento del parque de máquinas eléctricas. En la actualidad, gran parte del parque de locomotoras de RENFE Mercancías, así como la práctica totalidad del material tractor de los operadores alternativos, es diésel.

Sin embargo, al igual que ocurre con la electrificación del parque de vehículos, la incertidumbre asociada a los cambios tecnológicos aconseja de nuevo prudencia. El desarrollo, por ejemplo, del transporte de vehículos pesados con gas natural o la combinación de baterías y catenarias en las infraestructuras viarias de mayor volumen de tráfico son opciones compatibles con el proceso de descarbonización que podrían terminar siendo más competitivas para el transporte de mercancías que la opción del ferrocarril o exigir una inversión en infraestructuras menor. Ello aconseja abordar el déficit de inversiones en infraestructuras ferroviarias de forma selectiva, eligiendo aquellos corredores en los que, basándose en un análisis coste-beneficio, el volumen de inversión y el crecimiento del tráfico esperado justifiquen económicamente el gasto.

Además de las inversiones en mejora de la red, existen otras políticas que, sin implicar gasto, pueden generar efectos muy positivos para posicionar al ferrocarril como una alternativa de futuro para el transporte de mercancías ante el reto de la descarbonización. Entre ellas, una política que fomente la competencia en el sector y evite posiciones de abuso por parte del operador dominante. Esto es especialmente importante ya que, como se ha confirmado con el efecto dinamizador que ha tenido la entrada de nuevas empresas en el transporte ferroviario, los potenciales clientes sólo considerarán la opción del ferrocarril si el servicio de transporte se presta en unas condiciones de calidad y precio que sean capaces de competir con las del transporte por carretera.

Sin embargo, los nuevos entrantes en el mercado de este tipo de servicios se enfrentan a las dificultades derivadas de la posición de dominio de Renfe Mercancías, que les puede afectar de modo grave a su posición competitiva debido, por ejemplo, a dificultades para contrataciones de maquinistas[39] o para el acceso a material rodante. En relación con este último aspecto, es importante que se avance en las obligaciones de alquiler de material rodante por parte del operador dominante, en línea con lo ya establecido en la DA 16ª de la Ley 38/2015.

38 El 63 % de la red de mercancías está electrificada, si bien el 92% de los tren.km se realizaron por vías electrificadas.

39 Véase en ese sentido la reciente Resolución de la CNMC sobre la solicitud de intervención de la asociación de empresas ferroviarias privadas en relación con los procesos de selección y contratación del personal de conducción ferroviario por parte de RENFE Operadora, S.A. (STP/DTSP/053/17), en la que se imponen obligaciones de transparencia y comunicación sobre sus necesidades de personal, así como la prestación transitoria de un servicio mayorista de tracción no discriminatoria y con precios orientados a costes.

4.5. EL TRANSPORTE MARÍTIMO Y AÉREO DOMÉSTICO

Diversos estudios han puesto de manifiesto las dificultades asociadas a la descarbonización del transporte marítimo. En particular, Deloitte (2017) señala[40] el importantísimo impacto en términos de emisiones de NO_x, partículas y, sobre todo, de SO_x asociadas a los tiempos de atraque de los buques en los puertos, en los que se mantienen funcionando motores auxiliares. Esto, obviamente, tiene notables consecuencias sobre la calidad atmosférica, y consecuentemente la salud, de las zonas cercanas.

Los estándares de emisión son cada vez más estrictos, especialmente en las zonas ECA (*Emission Control Areas*), donde se aplican los límites denominados TIER III. En el resto de zonas económicas exclusivas y aguas territoriales de los miembros de la Unión Europea (UE) (entre las que se encuentran las que afectan a España) los límites de SO_x también se reducirán sustancialmente a partir de 2020 en aplicación de la Directiva (UE) 2016/802 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de mayo de 2016, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos.

A pesar de estos límites más estrictos, lo cierto es que la reducción de las emisiones, y la eliminación en el caso de partículas y SO_x, debe pasar a medio y largo plazo por la sustitución del fueloil marino por gas natural y electrificación, y en cualquier caso por el uso de combustibles menos contaminantes. En el caso del gas natural, además de las limitaciones derivadas del diseño de los buques (dado el mayor volumen del gas en relación al fuel), la principal limitación está en la escasez actual de buques propulsados por GNL y de puntos de abastecimiento en los puertos, así como por la falta de conexiones de éstos a la red gasista.

Es evidente que la apuesta de los grupos navieros por esta opción vendrá determinada por las exigencias regulatorias y la disponibilidad de infraestructuras. La Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos[41], señala que a más tardar en 2025 debe estar disponible una red básica de puntos de repostaje de GNL (incluyendo terminales de GNL, cisternas, contenedores móviles, buques cisterna y gabarras) en los puertos marítimos. Pero también señala que la decisión sobre la ubicación de los puntos de

40 Deloitte (2017), Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050. Recomendaciones para la transición.

41 Transpuesta parcialmente en el Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, y complementado con el marco de acción nacional para el desarrollo del mercado respecto a los combustibles alternativos en el sector del transporte.

repostaje de GNL en los puertos debe basarse siempre en un análisis coste-beneficio que incluya un examen de los beneficios medioambientales.

En el caso de la electrificación asociada a la estancia en puertos, un problema importante es la eventual falta de capacidad de la red cuando se desea, por ejemplo, suministrar a grandes cruceros atracados. Además, el diseño tarifario no contempla la especificidad del suministro a buques, lo que dificulta la rentabilidad del cambio de fuente energética.

La Directiva 2014/94/UE también señala (art. 4.5) que "dicho suministro eléctrico en puerto se instalará prioritariamente en puertos de la red básica de la RTE-T y en otros puertos a más tardar para el 31 de diciembre de 2025, salvo que no existiera demanda y los costes fueran desproporcionados en relación con los beneficios, incluidos los beneficios ambientales".

Por lo tanto, esta Comisión propone que, entre el conjunto de medidas a evaluar, se consideren las siguientes:

En primer lugar, la aplicación del marco de reforma fiscal medioambiental al transporte marítimo doméstico, lo que eventualmente podría extenderse fuera de nuestras fronteras mediante acuerdos bilaterales (por ejemplo, con Portugal). Una fiscalidad más adecuada a las emisiones contaminantes permitirá también aumentar la rentabilidad relativa de la necesaria reconversión desde los combustibles marítimos tradicionales hacia el gas natural licuado. Adicionalmente, el impulso a la renovación de la flota por la incorporación del GNL como propulsor puede ofrecer importantes posibilidades a los astilleros españoles.

En segundo lugar, la evaluación de un diseño tarifario que tenga en cuenta las características del atraque y suministro a buques, al tiempo que se evalué de modo específico esta problemática en la planificación eléctrica y de gas, para dirigir las inversiones que prudentemente sean necesarias. La necesidad de estas infraestructuras y el impulso al gas natural, aprovechando además la potente red de gasoductos y regasificación ya existente será mayor si la zona mediterránea se integrara como zona ECA, algo que de momento no parece previsible.

En tercer lugar, debería exigirse la extensión de la compra de derechos ETS a las emisiones producidas por los buques en los puertos o, dado que esta opción no es posible adoptarla de modo autónomo, que estén sometidas a fiscalidad medioambiental. Dado los importantes efectos locales de estas emisiones podría estudiarse que un porcentaje de la recaudación repercuta en las haciendas de los municipios afectados.

En el caso del transporte aéreo debe partirse del hecho de que, dado que no es previsible la migración hacia fuentes energéticas alternativas, la reducción de emisiones pasa por la introducción de mecanismos de incentivos que mejoren la eficiencia y que, en su caso, permitan al consumidor comparar con otras alternativas de transporte vinculadas al consumo de electricidad (como el tren de alta velocidad). Esas mejoras son aún más necesarias cuando todas las previsiones apuntan a un importantísimo incremento del tráfico aéreo hasta 2030, tanto del doméstico como del internacional. Ese mecanismo se ha concretado en la participación de la aviación comercial en el sistema de comercio de derechos de emisión (ETS), siendo el único sector de transporte ya integrado en el mismo, y en el establecimiento de una medida de mercado mundial a partir de 2021, acordada por la Organización de Aviación Civil Internacional.

En estos momentos se está, en el conjunto de la Unión Europea, en un periodo de transición hasta la entrada en vigor de las medidas de mercado mundial a partir de 2021. De momento no se aplica el régimen de ETS a los vuelos con origen o destino fuera del Espacio Económico Europeo (EEE), aunque sí se aplica a la aviación comercial intra-EEE. Esta limitación se mantiene en la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se modifica la Directiva 2003/87/CE con objeto de mantener las limitaciones actuales del ámbito de aplicación para las actividades de la aviación y preparar la aplicación de una medida de mercado mundial a partir de 2021.

En cualquier caso, nuevamente, debería evaluarse la implementación también en el sector de transporte aéreo doméstico de una fiscalidad medioambiental, en la línea ya señalada en este informe al tratarse de un sector sujeto al comercio de derechos de emisión.

5. SECTORES CONSUMIDORES Y EFICIENCIA

CONSIDERACIONES GENERALES

El ahorro y la eficiencia energética tienen una importancia fundamental en las estrategias de descarbonización y de transición energética de los distintos países y regiones. Además, en muchos países el ahorro energético aporta beneficios en materia de seguridad energética, al permitir evitar la dependencia de recursos energéticos externos y con precios volátiles.

Así, desde que en los años 70 estalló la crisis del petróleo y los países sufrieron los importantes impactos de las bruscas y significativas subidas del precio del barril de crudo, los Estados más industrializados que utilizaban la energía de forma intensiva comenzaron a tener conciencia de la necesidad de establecer medidas de contención. Por una parte, se diseñaron políticas coordinadas para mejorar la seguridad del suministro y por otra, se desarrollaron estrategias orientadas a reducir consumos y aumentar los niveles de eficiencia energética, sobre todo en los sectores industriales. Desde entonces, el ahorro de energía ha sido objeto de atención en diversos países europeos y hoy en día se ha convertido en uno de los pilares fundamentales de la política energética dentro de la UE.

El *Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea* considera el fomento de la eficiencia y el ahorro energético como uno de los objetivos de la política energética para el funcionamiento del mercado interior y de cara a preservar el medio ambiente[1]. El Plan de Acción para mejorar la eficiencia energética en la Comunidad Europea, en el año 2000, fue la primera iniciativa de otras que siguieron, tanto políticas como legislativas. En el año 2006, se incluyó en la *Directiva 2006/32/CE* un primer objetivo indicativo de ahorro de energía final del 9% en 2016 y, de manera más reciente en la *Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética*, el objetivo de reducción de los consumos de energía en 2020 en un 20% con respecto a un escenario tendencial de referencia. Este objetivo no tiene carácter vinculante ni se ha distribuido por Estados miembros.

En el caso español, los escenarios planteados a 2030 en el marco de esta Comisión muestran cómo sólo será posible alcanzar los objetivos de reducción de emisiones o de participación de energías renovables si se reduce el consumo de energía a través de inversiones en equipos e instalaciones de conversión de energía o de usos finales más eficientes, permitiendo así satisfacer una demanda creciente de servicios energéticos con un menor uso de energía final y de energía primaria. En este sentido, esta Comisión cree que las

[1] Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea: art. 194C (http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=ES)

actuaciones en materia de ahorro y eficiencia energética y, en particular, en los usos no eléctricos, deben enfatizarse en la Transición energética en España.

A este respecto, y antes de continuar, es preciso definir claramente qué se entiende por ahorro energético y por eficiencia energética, ya que no son conceptos equivalentes:

- La eficiencia energética es una reducción del consumo de energía en términos relativos: es decir, permite satisfacer una determinada cantidad de servicios energéticos con una menor utilización de energía final o primaria[2]; las medidas de eficiencia energética pueden consistir en cambios de comportamiento de los consumidores (por ejemplo, cambiando el modo que utilizan para desplazarse), o en la utilización de tecnologías más eficientes (no sólo energéticas, sino también, por ejemplo, constructivas).
- El ahorro energético es la reducción en términos absolutos del consumo de energía frente a una referencia establecida; este ahorro puede conseguirse bien por reducción en las demandas de servicios energéticos, o bien por introducción de eficiencia energética (véase la definición anterior).

El ahorro y la eficiencia energética se han demostrado repetidamente como alternativas económicamente rentables frente a otras opciones (como la introducción de tecnologías limpias) a la hora de alcanzar objetivos de descarbonización. Ese es el caso de los escenarios planteados y analizados por esta Comisión. En cambio, puede haber también otras inversiones en ahorro y eficiencia energética que no sean rentables en términos económicos, ambientales y sociales. A este respecto, hay que recordar que, en tanto que el ahorro y la eficiencia energética pueden suponer inversiones y costes de oportunidad, existe un nivel óptimo para ellos, que no necesariamente es el máximo nivel alcanzable.

En cualquier caso, el primer paso para lograr un nivel socialmente óptimo para el ahorro y la eficiencia energética es disponer de un conjunto de señales económicas apropiadas para los agentes del sector energético, que recojan las consecuencias económicas y medioambientales de la producción y el uso de energía, y que alineen los objetivos privados con los objetivos sociales. Los Capítulos 2.1 y 2.2 de este Informe, dedicados a fiscalidad y al diseño óptimo de peajes de acceso en el sector energético, aportan propuestas en esta dirección.

A este respecto, puede ser conveniente reflexionar sobre la necesidad de contar con objetivos y políticas específicos en materia de ahorro y eficiencia energética. Aunque en teoría, para alcanzar un objetivo de descarbonización bastaría establecer políticas dirigidas a este objetivo, y dejar que las distintas opciones tecnológicas y de otro tipo respondieran a las señales que emanen de estas políticas, la existencia de numerosos fallos de mercado y otras barreras[3] puede hacer que no sea posible, como decíamos anteriormente, alinear los

[2] La eficiencia energética puede dar lugar al conocido como "efecto rebote", es decir, una reducción final del consumo de energía inferior a la correspondiente a la ganancia de eficiencia. El efecto rebote puede tener distintas causas, y también distintas magnitudes, según el sector afectado, y también según las políticas (o ausencia de ellas) utilizadas para lograr el aumento de eficiencia.

[3] Fundamentalmente fallos relacionados con la información, con el acceso a los mercados financieros, con el problema principal-agente, y también costes de transacción, aversión al riesgo, o barreras asociadas a la falta de racionalidad de los agentes implicados. Véase, por ejemplo. Linares, (2009), Eficiencia energética y medio ambiente. Revista del ICE n. 847.

objetivos sociales con los privados, y que por tanto sea necesario disponer de instrumentos específicos, adicionales a las señales económicas para la descarbonización.

Cumpliendo además con lo estipulado en la *Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética*, España ha aprobado cada tres años un Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética en el que se establece una serie de actuaciones en materia de eficiencia energética y se fijan objetivos de consumo de energía primaria que se han adecuado en cada uno de los planes. El último de los Planes aprobados es el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2017-2020.

Una de las principales actuaciones en materia de eficiencia energética en España es la aprobación de un sistema de obligaciones de ahorro energético, que se articula mediante un Fondo Nacional de Eficiencia Energética, adscrito al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD), a través de la Secretaría de Estado de Energía. Este sistema de obligaciones fue creado por el *Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, y convalidado mediante la *Ley 18/2014, de 15 de octubre*.

Mediante este sistema de obligaciones, una serie de partes obligadas (en particular, las empresas comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor y los operadores de gases licuados del petróleo al por mayor) deben realizar una contribución financiera anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para cumplir con la obligación de ahorro que se les ha impuesto.

El destino de los ingresos del Fondo es decidido cada año por el Comité de Seguimiento y Control del Fondo[4], y en el pasado se han destinado a: a) ayudas al sector industrial para el desarrollo de proyectos de ahorro y eficiencia energética; b) programas de apoyo a la financiación dirigido a los municipios para la renovación del alumbrado público; c) ayudas a la movilidad (por ejemplo, las empresas del sector transporte, centrado en la mejora de la gestión de flotas y la conducción eficiente); d) ayudas para la mejora de la eficiencia energética en plantas desaladoras; e) ayudas para la mejora de la eficiencia energética en sistemas ferroviarios; f) ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes, y g) línea de financiación ICO-IDAE Eficiencia Energética 2017-2018 para la renovación energética de establecimientos de hostelería, pequeño comercio y sector industrial, y h) campañas de comunicación.

Además, diversas CCAA y entidades locales tienen, dentro de sus competencias, programas de ayudas en materia energética, y también, en concreto, en eficiencia energética. Estas Administraciones están obligadas a reportar anualmente al Ministerio competente los ahorros energéticos alcanzados y las emisiones de CO_2 evitadas derivadas de las actuaciones llevadas a cabo en su ámbito territorial, con el fin de completar los informes de seguimiento de los logros alcanzados.

Para el horizonte 2030, los Estados miembros de la Unión Europea aprobaron en 2014 el llamado Marco sobre Energía y Clima 2030, en el que se establece un objetivo de al menos el 27% de mejora de la eficiencia energética (revisable en el año 2020, al 30%). Este objetivo fue incrementado ya en 3 puntos, hasta el 30%, por el *Paquete de Invierno: Energía*

4 Definido en el art. 73.3 de la Ley 18/2014, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Limpia para todos los europeos presentado por la Comisión Europea en noviembre de 2016. Las enmiendas del Parlamento Europeo a esta propuesta de Directiva, aprobadas en enero 2018, incluyen un aumento del objetivo hasta el 35% con carácter vinculante, encontrándose ahora dicha propuesta de Directiva en la fase de negociación (trílogos) entre la Comisión, el Consejo y el Parlamento.

Para alcanzar los objetivos europeos de eficiencia energética, la Comisión Europea ha propuesto varias iniciativas de actuación:

- Establecer un marco para mejorar la eficiencia energética en general, y especialmente que se considere la pobreza energética al diseñar esquemas de obligaciones de eficiencia energética o medidas alternativas.
- Incrementar la eficiencia energética en los edificios; es necesario aumentar la tasa de renovación energética de edificios en la UE (actualmente, el 1% anual) para alcanzar en 2050 la descarbonización del parque; mejorar los sistemas de medición e información a los consumidores, y potenciar los edificios inteligentes a través de las TICs.
- Mejorar el rendimiento energético de los productos (Ecodiseño) e informar a los consumidores (revisión del etiquetado energético).
- Diseñar nuevos esquemas de financiación de las medidas de eficiencia energética.

Como se ha mencionado anteriormente, el ahorro y la eficiencia energética son necesarios para la descarbonización, y además puede lograrse de forma rentable económicamente. Pero los fallos de mercado y las barreras también descritas previamente pueden hacer necesarios instrumentos específicos para promover de forma activa el ahorro y la eficiencia, en línea con los planteamientos de la Unión Europea. En este contexto, esta Comisión considera conveniente reflexionar sobre algunas cuestiones relevantes a la hora de diseñar estos instrumentos de promoción.

- En primer lugar, es importante tener en cuenta que muchas de las actuaciones en eficiencia energética no pueden ser consideradas gastos corrientes, sino inversiones, pues, a partir de un desembolso inicial, generan unos ahorros de energía a lo largo de todo un periodo temporal, y dicha energía tiene un valor económico. Esto supone, tal como ya ha reconocido la Comisión Europea, que estas inversiones no pueden computarse como gasto a efectos de estabilidad presupuestaria, sino como inversión.
- En segundo lugar, también es necesario reflexionar sobre los distintos instrumentos para la promoción del ahorro y la eficiencia energética. Como ya se ha mencionado anteriormente, en la medida en que las señales económicas vayan incorporando los costes y beneficios económicos y medioambientales de ahorro y la eficiencia energética, el resto de barreras y fallos de mercado que impiden una adopción óptima de estas medidas se refiere fundamentalmente a problemas de información o de diseño institucional. En este sentido, esta Comisión considera que debe analizarse críticamente si las políticas de apoyo al ahorro y la eficiencia deben seguir sosteniéndose fundamentalmente sobre ayudas económicas, teniendo en cuenta que el objetivo es promover actuaciones económicamente rentables (y que no necesitarían ayudas más que para romper algunas barreras institucionales), y que además las

ayudas económicas pueden magnificar el *efecto rebote* de la eficiencia energética, y por tanto reducir los ahorros logrados.

- Parece conveniente pues orientar el apoyo público hacia actuaciones que vayan específicamente dirigidas a aumentar la información (no necesariamente campañas informativas, sino, por ejemplo, sistemas efectivos de certificación, algunos ya en desarrollo), a reducir los costes de transacción, o a facilitar el acceso y las condiciones de financiación de las inversiones requeridas. También puede ser conveniente el apoyo público para el diseño de medidas transversales (como políticas urbanísticas o de transporte) con gran potencial de ahorro energético. Finalmente, en el caso de que sean necesarias ayudas económicas para algunas medidas, puede ser conveniente analizar la viabilidad de desarrollar mecanismos de mercado como los certificados blancos, previstos normativamente pero pendientes de desarrollo, que revelen el coste real de las actuaciones y por tanto puedan optimizar el nivel de apoyo público.
- De acuerdo con la misma argumentación respecto a los fallos de mercado y barreras, también parece apropiado evaluar hacia qué sectores dirigir preferentemente las ayudas. Aquellos sectores en los que existan más problemas de información, más costes de transacción, más aversión al riesgo, o más problemas de acceso a la financiación (en general, pymes o sector residencial) parecen los más prioritarios en este sentido, y por tanto en los que debería considerarse concentrar el apoyo público. Además, parte de estos sectores coinciden con los más vulnerables, lo que permite también responder a las preocupaciones expresadas por esta Comisión en el Capítulo 7 de este Informe.
- Finalmente, es fundamental establecer mecanismos de seguimiento y evaluación de las actuaciones públicas en materia de ahorro y eficiencia energética. Estas actuaciones no pueden evaluarse únicamente por el grado de ejecución del presupuesto, sino por los ahorros energéticos verdaderamente logrados, y el coste que han supuesto, medidos de forma rigurosa.

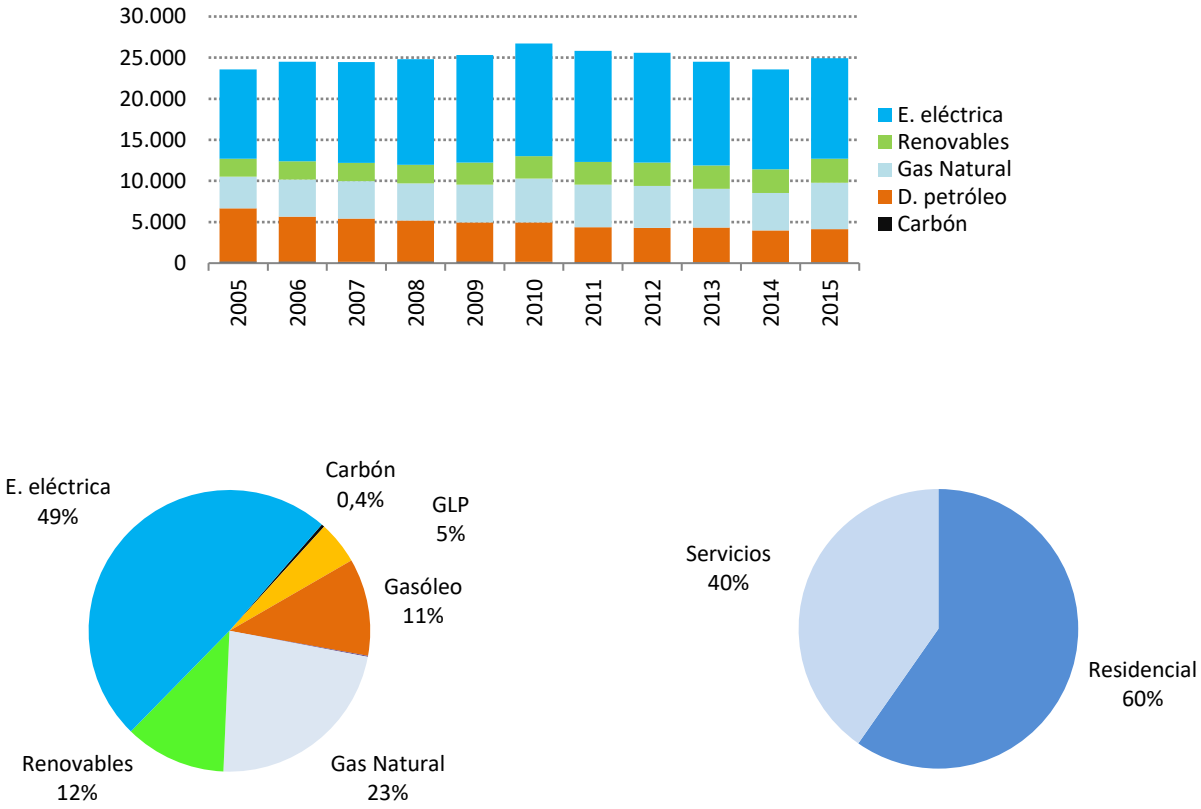
Los escenarios energéticos analizados por esta Comisión, en este Informe, contemplan actuaciones de eficiencia energética en la industria, los edificios y el transporte. El transporte se analiza en un capítulo independiente (Capítulo 4 de este Informe). A continuación, se analiza la evolución del consumo energético en los sectores de edificación e industrial a lo largo de los últimos años y se hacen recomendaciones de cara a la transición energética.

5.1. RECOMENDACIONES PARA LA REHABILITACIÓN ENERGÉTICA DE EDIFICIOS

5.1.1. VISIÓN DEL PARQUE DE EDIFICIOS Y VIVIENDAS

España tiene un parque de 25,5 millones de viviendas, de las que el 74% son principales, y aproximadamente unos 2 millones[5] son inmuebles destinados a diferentes usos en el sector servicios. El parque de edificios, tanto de viviendas como en el sector servicios, supone el 31% del consumo final de energía y alrededor del 11% de las emisiones directas de CO_2 de origen energético. El siguiente gráfico muestra la evolución del consumo energético del sector en el período 2005-2015.

Gráfico 5.1.1. Consumo energético en el sector de edificios por energías (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de información de balances de consumo final de energía del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital/IDAE. Año 2015

5 Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas. Dirección General del Catastro

Tras incrementarse hasta el año 2010, el consumo energético del sector se redujo paulatinamente hasta el 2014, presentando un repunte en 2015, alcanzando los 25 Mtep. En el análisis de la evolución por energías, la tendencia más marcada es la disminución paulatina del uso de derivados del petróleo que se ha reducido en 10 años cerca de un 40%, con bajadas del 35% tanto en gasóleo C como en GLP, y la casi desaparición del fuelóleo. También se puede observar que esta reducción se ha compensado en parte con una sustitución por gas natural y en menor medida mediante renovables. Actualmente, los combustibles fósiles representan el 39% del consumo total y las renovables el 12%, siendo casi en su totalidad biomasa. Por subsectores, las tendencias han sido diferentes: la vivienda muestra una contención del consumo en los últimos años y los servicios un crecimiento importante, presentando tasas anuales de -0,2% y +1,8%, respectivamente. El sector servicios ha ido ganando peso y representa el 40% del consumo de edificios, frente al 60% del sector residencial.

5.1.2. CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DE EDIFICIOS Y VIVIENDAS

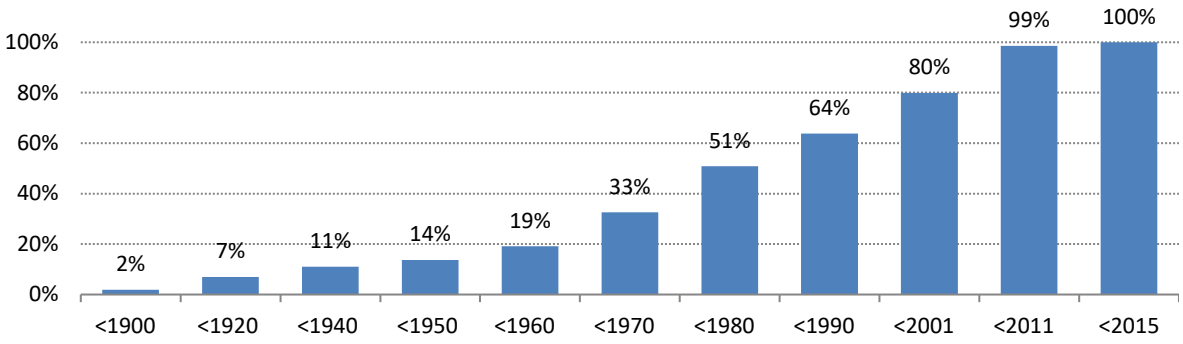
La certificación energética de edificios está operativa en España desde el año 2007 para los edificios de nueva construcción[6], siendo obligatorio desde 2013 certificar aquellos edificios y viviendas que se vayan a vender o alquilar [7] Los sistemas de registro de esta certificación son competencia de las CCAA. Existe una calificación del edificio en base a consumos energéticos y en base a emisiones con escala de A (más eficientes) a G (menos eficientes).

Los edificios del sector servicios y del parque residencial se caracterizan por su elevado consumo energético, debido a que una gran parte de los mismos se diseñaron cuando no existía una regulación específica sobre normas energéticas de edificación. En relación con la antigüedad del parque, casi 2/3 de los inmuebles existentes tanto residenciales como comerciales y de servicios fueron construidos antes del año 1990.

6 Las exigencias relativas a la certificación energética de edificios establecidas en la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, se transpusieron en el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, mediante el que se aprobó un Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción.

7 El Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, por el que se transpone parcialmente la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, en lo relativo a la certificación de eficiencia energética de edificios, refundiendo el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, con la incorporación del Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios existentes, dispone que la presentación o puesta a disposición de los compradores o arrendatarios del certificado de eficiencia energética de la totalidad o parte de un edificio, según corresponda, será exigible para los contratos de compraventa o arrendamiento celebrados a partir de dicha fecha.

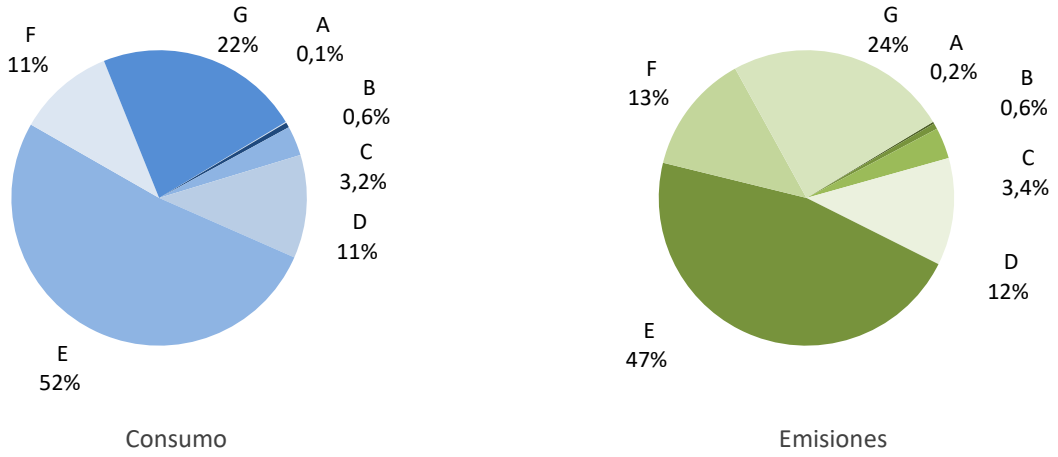
Gráfico 5.1.2. Porcentaje de edificios residenciales y de servicios por nivel de antigüedad



Fuente: elaboración propia a partir del Ministerio de Fomento8 y de la Dirección General del Catastro

Esta antigüedad y el bajo nivel de rehabilitación energética realizado hasta la fecha se refleja en que más del 85% del parque actual tenga una deficiente calificación energética, tipo E o superior.

Gráfico 5.1.3. Certificación energética de edificios



Fuente: IDAE. Calificación energética en consumo de edificios existentes (Julio 2015)

5.1.3. USOS ENERGÉTICOS EN EL SECTOR DE EDIFICIOS

En el sector residencial, los usos energéticos están divididos en agua caliente sanitaria (ACS), climatización (calefacción y refrigeración), cocina e iluminación/electrodomésticos (siendo estos últimos usos cautivos de la energía eléctrica). La calefacción, con el 44%, es el uso energético principal; y los usos en iluminación y electrodomésticos suponen el 30% del consumo de energía. En cuanto a fuentes, en calefacción las energías más consumidas son

8 Ministerio de Fomento. Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España en desarrollo del artículo 4 de la Directiva 2012/27/UE (junio 2014).

la biomasa con el 37% y los derivados del petróleo (33%). En ACS predomina el gas natural, con cerca del 50%; y en cocinas, el 50% es consumo eléctrico y el 30%, gas natural.

El consumo energético por subsectores en el sector servicios se concentra en comercio (41%) y oficinas (28%). Ambos sectores también concentran un 70% del consumo de gas natural y electricidad. Los consumos energéticos en todos los subsectores se centran en la electricidad y el gas natural.

Gráfico 5.1.4. Usos energéticos en el sector residencial

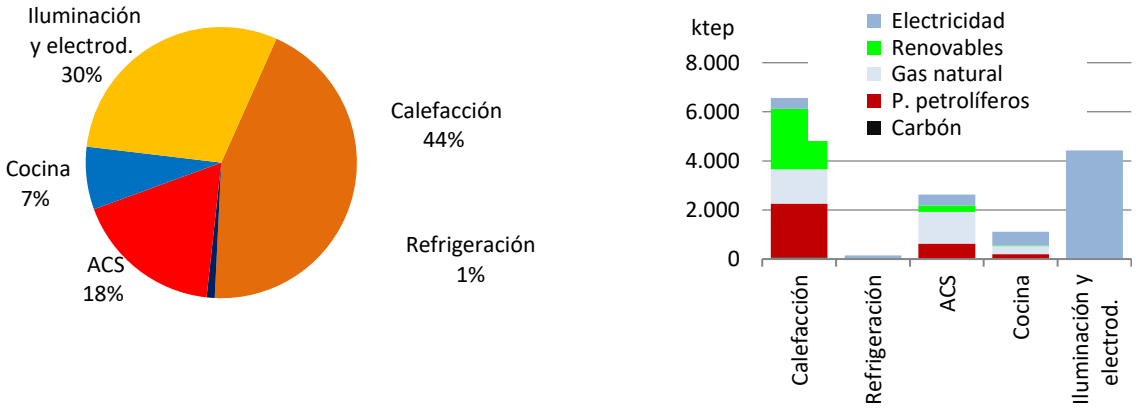
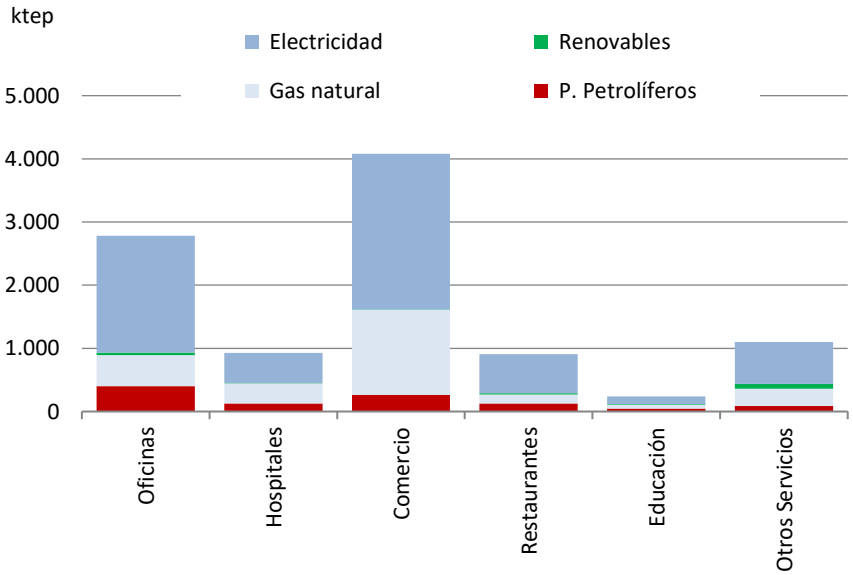
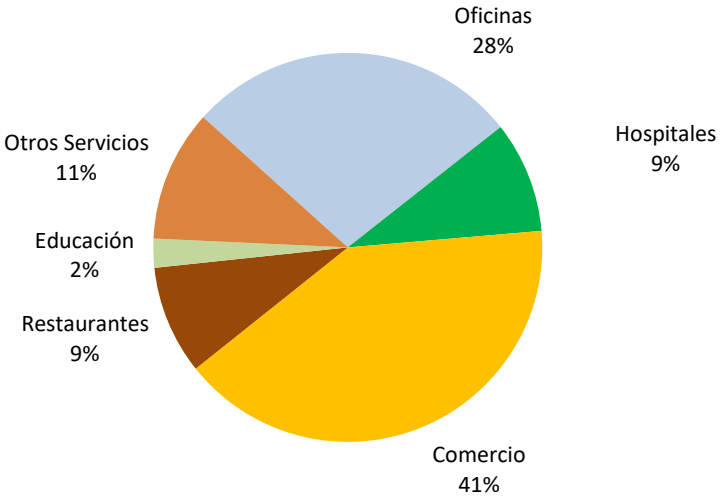


Gráfico 5.1.5. Consumo energético subsectores en el sector servicios



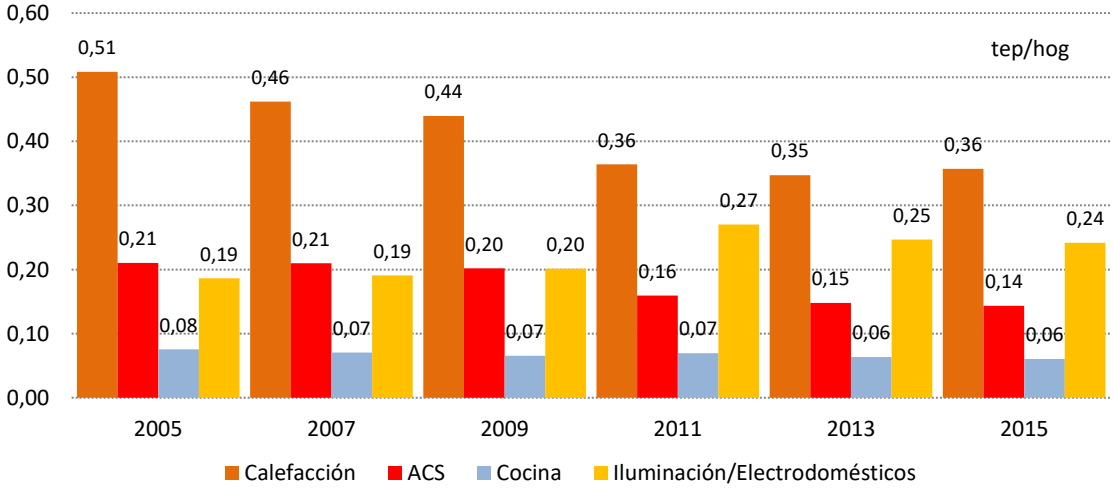


Fuente: elaboración propia a partir de información del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital/IDAE. Año 2015

5.1.4. INDICADORES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

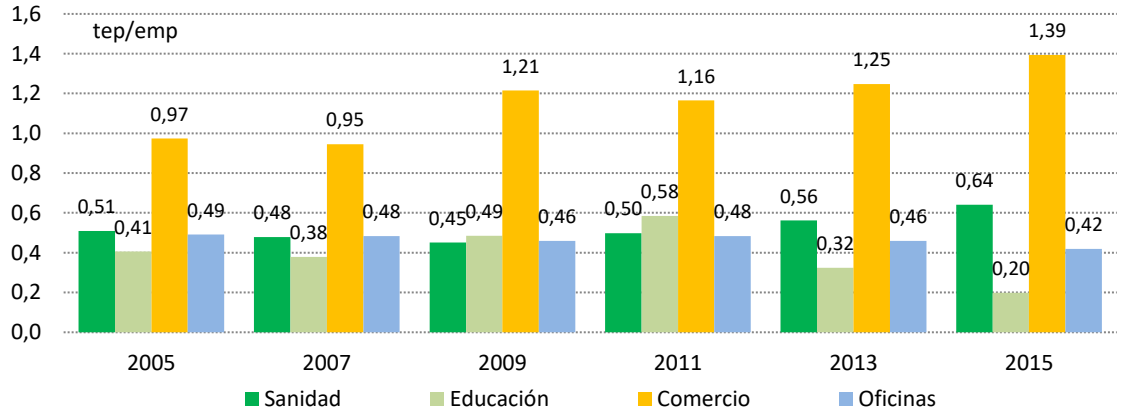
La intensidad energética en el sector residencial (medida en términos de consumo energético por vivienda) ha ido mejorando en los últimos años, siendo continua la reducción de este indicador tanto por usos térmicos como por usos eléctricos. El siguiente gráfico muestra la evolución del consumo unitario en los hogares por tipo de utilización. Las tendencias de los consumos unitarios por usos en los últimos años apuntan a un mantenimiento en calefacción y cocina, y a una ligera reducción en ACS, electrodomésticos e iluminación en los últimos años, contribuyendo a ello los avances tecnológicos y el etiquetado energético de los equipos.

Gráfico 5.1.6. Evolución del consumo energético unitario en el sector residencial por usos



En el sector servicios la intensidad energética se mide en términos de consumo energético por VAB del sector o por unidad de empleo. Entre 2005-2010, la intensidad (en términos de VAB) total y sobre todo la eléctrica crecieron; pero en los últimos 5 años, mientras la intensidad total del sector se ha mantenido, la intensidad eléctrica ha mejorado un 16%. El consumo por unidad de empleo en los subsectores sanidad y comercio presentan una tendencia creciente con el agravante que el comercial es el más relevante en el consumo del sector servicios (41%). Oficinas y educación, sin embargo, muestran una tendencia decreciente, más acusada en el sector de educación.

Gráfico 5.1.7. Evolución del consumo energético unitario en los subsectores de servicios



Fuente: elaboración propia a partir de información del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital/IDAE. Año 2015

5.1.5. La Estrategia estatal de rehabilitación energética de edificios

El artículo 4 de la Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética, exigió a los Estados miembros presentar en 2014 una Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación. En 2014, a través del Ministerio de Fomento, el Gobierno aprobó la Estrategia 2014-2020 para la rehabilitación energética en el sector de la edificación, tanto en edificios residenciales como no residenciales, en la que se establecían diversos escenarios de objetivos y las medidas para llevarlos a cabo[9]. Esta Estrategia ha tenido su actualización en 2017.

En la misma, el escenario medio contempla en un plazo de 7 años un nivel de rehabilitación anual de unas 200.000 viviendas, que representa el 1,1% del parque[10]. Según los datos del boletín anual del *Observatorio de Vivienda y Suelo* del Ministerio de Fomento, el número de viviendas con licencia de rehabilitación fue de 7.548 en el año 2016 (cifra muy alejada de los objetivos previstos y que debería ser objeto de especial atención para adoptar las medidas necesarias para garantizar su cumplimiento).

9 Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España. Junio 2014.

10 Sobre un parque de unos 18 millones de viviendas, el objetivo es una renovación de 1.430.000 viviendas entre 2014-2020, con inversiones previstas en el período 2014-2020 que alcanzan los 47.000 M€.

5.1.6. ORIENTACIONES ESTRATÉGICAS DE LA UE

Dentro de las directrices del paquete de invierno "Energía limpia para todos los europeos", publicado a finales de 2016, se establece como unos de los ejes principales de acción la eficiencia energética de los edificios. En concreto, se propone actualizar la Directiva [11] vigente y, a través de la aceleración de la rehabilitación, aprovechar las grandes posibilidades del sector de la construcción para reducir de forma rentable el consumo energético en el sector de edificios que, con un 40%, es el mayor consumidor de energía en Europa. Para avanzar en este sentido, se señala que los Estados miembros, en su estrategia de renovación de edificios a largo plazo, establezcan una hoja de ruta para alcanzar el objetivo de descarbonización de su parque inmobiliario en 2050, fijando objetivos específicos para 2030. Esta estrategia de renovación a largo plazo deberá contribuir también a combatir la pobreza energética.

De cara a la gestión inteligente de edificios, la propuesta promueve los sistemas de control y automatización de edificios, que mejorarían el seguimiento e inspección, la obligatoriedad para determinadas tipologías de edificios de equipar sistemas de recarga de vehículos eléctricos, y establecer indicadores de inteligencia de edificios que midan la gestión eficiente de la interacción con sus ocupantes y con la red. Para movilizar inversiones privadas a gran escala, los Estados miembros también deberán promover actuaciones que faciliten la financiación en el sector, estableciendo diferentes mecanismos (agrupar inversiones, disminuir el riesgo financiero o complementar inversiones privadas con financiación pública).

5.1.7. EDIFICIOS DE CONSUMO DE ENERGÍA CASI NULO (EECN)

La aplicación del criterio de EECN es uno de los pilares básicos propuestos por la UE para alcanzar los objetivos de ahorro en el parque inmobiliario. De cara a futuro, los nuevos edificios que se construyan o que se sometan a reformas importantes, deberán ser de consumo de energía casi nulo. El artículo 9 de la Directiva de eficiencia en edificios [12] establece como objetivo específico que antes de que finalice el año 2020 todos los edificios nuevos tengan un consumo de energía casi nulo o muy bajo, y que la cantidad de energía casi nula o muy baja que requieran esos edificios deberá proceder en una proporción muy significativa de fuentes de energía renovable, matizando que el concepto de edificios de consumo casi nulo se aplique a los nuevos edificios públicos desde el 2019[13].

Para avanzar en la concreción de la aplicación del concepto de edificio de consumo casi nulo, la Comisión Europea presentó en 2016 un documento con una serie de recomendaciones[14]. En el mismo, señala que cada Estado miembro debe establecer su concreción de EECN a

11 COM (2016) 765 final, Propuesta del 30 de noviembre de 2016, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

12 Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios.

13 Señala que "Los Estados miembros se asegurarán de que, a más tardar el 31 de diciembre de 2020, todos los edificios nuevos sean edificios de consumo de energía casi nulo, y de que después del 31 de diciembre de 2018, los edificios nuevos que estén ocupados y sean propiedad de autoridades públicas sean edificios de consumo de energía casi nulo.".

14 Recomendación (UE) 2016/1318 de la Comisión de 29 de julio de 2016, sobre las directrices para promover los edificios de consumo de energía casi nulo.

aplicar. Se requiere esta flexibilidad para tener en consideración las necesidades energéticas derivadas de las condiciones climáticas de cada zona y de la rentabilidad de las medidas de eficiencia energética y de aportación de las energías renovables. Para las distintas zonas climáticas europeas se establecen recomendaciones de objetivos de consumo por tipología de edificio[15]. Habrá que tener en cuenta que los edificios tengan una buena calidad del aire, condiciones de confort e higiene, garantizando un adecuado ambiente interior.

Para dar señales de la necesaria estabilidad a largo plazo a los propietarios, promotores, financiadores y resto de agentes que intervienen en la construcción de nuevos edificios o en la renovación del parque existente, se debe articular un conjunto de instrumentos políticos y paquetes de medidas. Estas estrategias deben ir orientadas tanto a los nuevos edificios y viviendas, como a la rehabilitación profunda del parque existente. La Comisión Europea indica que hay que hacer un esfuerzo en la rehabilitación energética incrementando de forma notable la tasa de renovación. Se deben considerar medidas tecnológicas, instrumentos económicos, aspectos regulatorios, de mercado, sistemas de información y medidas de sensibilización[16].

Pero, serán los Estados miembros quienes deberán concretar la definición de EECN (lo que equivale a fijar los objetivos), establecer los mecanismos necesarios para controlar el impacto de cada una de las medidas, supervisar la renovación del parque inmobiliario y vigilar el cumplimiento de los objetivos en EECN.

5.1.8. El reto de la descarbonización en el sector de edificios

Como ya se ha indicado antes, dentro de la estrategia de energía limpia para todos, la Unión Europea se propone disponer de un parque de edificios descarbonizado en el horizonte 2050. En España, los nuevos edificios se construyen actualmente de conformidad con el Código Técnico de Edificación. Siguiendo directrices europeas, que exigen que cada Estado miembro establezca los criterios que definan lo que se entiende por edificios de consumo energético nulo[17], este código está siendo actualmente revisado. Y será la norma energética que aplique para futuras construcciones y rehabilitaciones de edificios. Por lo tanto, los futuros edificios van a ser diseñados conforme a esta nueva normativa con una alta calificación energética (lo que significa consumos energéticos reducidos, soportados en gran medida por un suministro de recursos energéticos renovables a nivel local).

Por otra parte, para superar el reto de alcanzar en el año 2050 un alto nivel de descarbonización en el sector de la edificación, también será necesario hacer frente a un

15 Para oficinas: 20-30 kWh/(m2/año) de energía primaria neta, con un uso de energía primaria de 80-90 kWh/(m2/año) cubierto por 60 kWh/(m2/año) procedentes de fuentes renovables in situ. Para una vivienda unifamiliar nueva: 0-15 kWh/(m2/año) de energía primaria neta, con un uso de energía primaria de 50-65 kWh/(m2/año) cubierto por 50 kWh/(m2/año) procedentes de fuentes renovables *in situ*.

16 Indica que "Las mejores prácticas para la transformación del parque inmobiliario existente son muy variadas (proyectos de sensibilización tecnológica, sistemas de incentivación e instrumentos financieros, mecanismos fiscales, instrumentos económicos tales como regímenes obligatorios de ahorro de energía, instrumentos de mercado tales como asociaciones público-privadas destinadas al fomento de la renovación de edificios o centros de «ventanilla única» para el asesoramiento en materia de renovación energética".

17 De cara a su aplicación a partir del 2019 para edificios públicos y en el 2021, para el resto de edificios.

proceso de reconversión energética del parque existente. La transformación deberá contemplar medidas basadas en el ahorro energético, un mayor peso del uso de la electricidad en los equipos consumidores y una mayor participación de las energías renovables térmicas. En este sentido, en un contexto de reforma de la fiscalidad energética (como el propuesto en el capítulo 2.1), los análisis realizados destacan la tendencia creciente de la electrificación de la climatización, y en concreto el papel que las bombas de calor pueden tener como tecnología para la descarbonización energética de los edificios.

En ambos casos (construcción de nuevos edificios y renovación del parque existente), la estrategia ha de venir condicionada por: i) los objetivos a largo plazo de reducción de emisiones energéticas del escenario global de transición (lo que obliga a tener en cuenta lo que ocurre en el resto de los sectores de la economía); ii) la necesidad de que las inversiones en eficiencia den prioridad a los proyectos que sean más rentables (entendiendo por más rentables, aquéllos en los que la diferencia entre la inversión y el valor actual de los ahorros futuros de energía asociados -descontados a una tasa que refleje el coste de oportunidad de los recursos- sea mayor); iii) la posibilidad de elección de la alternativa más eficiente por parte del consumidor; y iv) la consideración de incluir otros criterios en relación con la pobreza energética y los consumidores vulnerables

5.1.9. El problema de la financiación de las inversiones

Los esfuerzos económicos para lograr el escenario de descarbonización en la rehabilitación de edificios van a ser importantes por dos razones básicas. Por una parte, las actuaciones de mejora energética en rehabilitaciones profundas exigen altas inversiones especificas en medidas de ahorro, que conllevan largos períodos de recuperación y significativas garantías en la financiación. Por otra, el sector de la edificación es uno de los denominados *difusos,* en los que se requiere un gran número de actuaciones para alcanzar logros importantes. Con estas premisas, los mecanismos tradicionales de financiación resultan insuficientes; por ello la propuesta de nueva Directiva aboga por un apoyo a esquemas novedosos para la financiación de las renovaciones de edificios y la reducción del riesgo de las operaciones realizadas por los inversores y el sector privado en materia de eficiencia energética[18].

En esta línea, la Unión Europea pretende proporcionar fondos, apoyándose en tres pilares fundamentales:

- Uso mas efectivo de los fondos publicos para conseguir los objetivos definidos con un impacto mucho mayor del conseguido con subvenciones directas.
- Agregación y asistencia técnica para el desarrollo de proyectos**.**
- Desarrollo de iniciativas y herramientas capaces de reducir de forma sistemática el riesgo asociado a los proyectos de eficiencia energética.

En toda Europa, se están desarrollando y testeando experiencias de financiación innovadoras que promueven esquemas de financiación para eficiencia energética a nivel

[18] COM (2016) 765 final. "*La iniciativa «Financiación inteligente para edificios inteligentes» contribuirá a movilizar […] inversiones privadas a gran escala, […] apoyará un uso eficaz de los fondos públicos y ayudará a los promotores e inversores […] y contribuirá a generar un clima de confianza".*

local[19] como contratos de rendimiento energético, financiación por terceros, fondos de rotación, bonos verdes, certificados blancos, sistemas cooperativos y financiación sobre impuestos locales (o municipales[20]). Las iniciativas más exitosas podrán constituir un complemento a los esquemas de financiación existentes con el objetivo de multiplicar en amplia escala las actuaciones de renovación en edificios y viviendas. En este sentido, para que algunos de los mecanismos alternativos puedan ser financieramente y legalmente viables, será necesario promover cambios legislativos a nivel estatal que permitan la máxima escalabilidad (atracción de fondos privados). Este sería el caso, por ejemplo, de los certificados blancos, de posibles incentivos fiscales a la rehabilitación, así como la financiación sobre impuestos locales. Esta última solución se está desarrollando en el marco del proyecto Europeo EuroPACE[21], liderado y promovido por parte de un consorcio público-privado de instituciones mayoritariamente españolas.

5.1.10. CONSIDERACIONES PARA IMPULSAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL SECTOR DE EDIFICIOS Y VIVIENDAS

1. Nuevo código técnico de la edificación

Es preciso establecer de forma clara la calificación de edificios de consumo casi nulo y definir mecanismos de supervisión, seguimiento y control de nuevos edificios y de la estrategia de rehabilitación[22].

2. Estrategia de rehabilitación y regeneración energética urbana

Se recomienda realizar un diagnóstico del avance de la estrategia 2014-2020 y establecer una nueva al horizonte 2030 con visión 2050. Las CCAA disponen de competencias en edificios y viviendas. Los planes estatales en esta materia deben tener en consideración las políticas de rehabilitación de las CCAA, siendo necesaria su participación tanto en la fase de diseño como en el desarrollo de las mismas. Los esfuerzos en rehabilitación energética deberían ser coordinados dentro de una estrategia global de regeneración de edificios, entendida no solamente como rehabilitación de la envolvente térmica sino también de los sistemas de suministro energético y equipos consumidores, que integre otros conceptos como edificios inteligentes, accesibilidad, movilidad, residuos, etc. La

19 CITYnvest focuses on supporting and replicating successful innovative financing models for energy efficiency renovations in buildings.

20 DOE – PACE. Best Practice Guidelines for Residential Property Assessed Clean Energy Financing Programs. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/11/f34/best-practice-guidelines-RPACE.pdf]

21 EUROPACE es un proyecto europeo que intenta replicar la experiencia americana. [http://www.europace2020.eu/]

22 Según el art. 4 de la Directiva 2010/31/UE de eficiencia energética al menos cada 5 años hay que revisar el CTE, por lo que el CTE 2013 debe ser revisado en 2018. El Ministerio de Fomento estableció en diciembre del 2016 en un documento de trabajo preliminar los criterios de partida para la actualización del Documento Básico de Ahorro de Energía (CTE DB-HE) del Código Técnico de la Edificación (CTE).

estrategia debería considerar criterios de actuación en relación con la rehabilitación de edificios y viviendas de los consumidores más vulnerables.

3. Certificación energética de edificios

Con objeto de avanzar en la concienciación del gasto energético e impacto ambiental de los edificios, se debe poner en valor la certificación energética de edificios y viviendas, dando mayor relevancia a la etiqueta del certificado y mejorando los sistemas de información. La potenciación de la certificación también requiere una mayor repercusión de la publicación periódica de los datos estadísticos de los registros de certificación (incluyendo controles, inspecciones realizadas y sanciones). Habría que reforzar la obligatoriedad de que todas las certificaciones realizadas sean registradas por los propios agentes, y analizar la necesidad de establecer un calendario de certificación en todos los edificios.

En cuando a los programas de certificación existen varias alternativas de herramientas homologadas oficialmente[23], pero con ámbitos de aplicación diferentes, según tipología de edificio. Además existen varias iniciativas que intentan obtener nuevas homologaciones. Ante esta dispersión se recomienda limitar los programas de aplicación reconocidos, considernado criterios de operatividad y asistencia técnica eficaz en su mantenimiento.

4. Papel de las renovables en la edificación

La descarbonización del sector de la edificación, además de provenir de la reducción del consumo energético en viviendas y establecimientos del sector servicios, vendrá inducida por su progresiva electrificación. Ésta puede venir de la mano del autoconsumo eléctrico y de la introducción de renovables eléctricas a nivel centralizado. Además, se podría llegar a requerir que una parte importante del consumo final no eléctrico sea suministrado por fuentes energéticas renovables térmicas producidas *in situ*, siendo necesario por lo tanto el incremento de la cuota actual del 12% de energías renovables en los edificios.

En el análisis sectorial, se puede ver que salvo la biomasa para usos finales, que supone el 90% de las renovables, la aportación energética de la energía solar térmica es muy baja y la geotermia despreciable. Sin embargo, existen potenciales técnicos de aprovechamientos energéticos adicionales de estos tipos de recursos. Dadas las necesidades de limpieza de bosques, para evitar plagas e incendios, se debería reflexionar sobre la necesidad de articular un plan nacional de aprovechamiento de la biomasa residual. De cara a futuro, la mayor necesidad de contribución de todas las renovables térmicas, fomentando su utilización en calefacción y producción de agua caliente sanitaria en los edificios, podría precisar de un mayor control de las instalaciones existentes, así como un decidido impulso de los correspondientes mercados. En este sentido, la promoción de sistemas centralizados de redes de calor de

[23] LIDER-CALENER herramienta unificada, CE3X / CE3, CERMA

alto rendimiento, facilitaría la creación de unos mercados más estables y organizados de gestión de dichos recursos.

5. Ampliación de la ejemplarización a todo el sector público

La Directiva 2012/27/UE de eficiencia energética establece una renovación anual del 3% de los edificios públicos de la Administración central. Aunque existen CCAA que han adoptado planes para la renovación de edificios públicos como medida ejemplarizante para el resto de sectores, sería conveniente una coordinación con las CCAA para establecer planes de renovación energética en todos los edificios públicos. Además de los edificios de la Administración Central, serían objeto de actuación los edificios de las Administraciones Autonómicas, y los de las entidades y Corporaciones Locales. Se podría ampliar el ámbito de intervención de las Administraciones Públicas más allá de los edificios, incluyendo también el alumbrado público, y la sustitución de flotas de transporte público y del parque móvil con vehículos que utilicen energías alternativas.

6. Nueva normativa y adaptación legislativa

Desarrollos normativos que ayudarían a dar las señales necesarias para la transformación del sector de edificios son:

- Revisar el Código Técnico de la Edificación y concretar la normativa de los edificios de consumo casi nulo.
- Analizar la obligatoriedad de la certificación energética de todos los edificios.
- Avanzar en el etiquetado de equipos consumidores.
- Analizar y, en su caso, mejorar el sistema de registro de instalaciones térmicas renovables, que permita disponer de un seguimiento de su implantación y contribución[24].
- Obligatoriedad de control individual de consumos térmicos en viviendas con sistemas centralizados, siempre que existan soluciones técnicas factibles y a un coste asequible[25].

7. Financiación y nuevos instrumentos fiscales

El problema de la financiación se debe, en parte, a la disparidad económico-social de los copropietarios, lo que dificulta las decisiones de inversión. Además, las inversiones en rehabilitación energética son costosas y sólo se recuperan a largo plazo. Los fondos públicos resultan actualmente insuficientes para financiar estas operaciones. Se precisan nuevos esquemas de financiación, distintos a los mecanismos tradicionales, que sean

[24] Aunque las CCAA llevan un registro obligatorio de instalaciones térmicas de más de 70 kW, la mayor parte de las instalaciones térmicas renovables existentes están por debajo de dicha cifra, por lo que no todas están registradas.

[25] Esta obligación está sin trasponer. La Directiva2012/27/UE en el artículo 9 apartado 3 establece que en los edificios con suministro centralizado "(…) se instalarán también contadores de consumo individuales antes del 31 de diciembre de 2016, que midan el consumo de calor o refrigeración o agua caliente de cada unidad, siempre que sea técnicamente viable y rentable".

más acordes a la vida útil de este tipo de medidas. Se deberían impulsar sistemas de financiación complementarios, vía bonificaciones fiscales[26], promover la financiación por terceros o desarrollar esquemas de financiación sobre impuestos locales, por ejemplo para financiar rehabilitaciones o para establecer un esquema de impuestos asociados a la calificación de edificios y viviendas, que en algunos casos podrían conllevar adecuaciones o cambios regulatorios Para los edificios e instalaciones públicas, en relación con la contratación de empresas de servicios energéticos, la reciente guía de Eurostat sobre el procedimiento de contabilización de estos contratos a efectos del déficit y deuda pública en la Contabilidad Nacional, debe servir para impulsar su uso como instrumento para la mejora de la eficiencia energética. Y finalmente, en el entorno europeo existen países que están aplicando políticas fiscales para fomentar la rehabilitación energética, que se pueden considerar como referencia.

8. Centros de asesoramiento a los ciudadanos en la rehabilitación energética

La complejidad del sector de la edificación queda patente por la atomización del sector, tanto a nivel de consumidores, como de agentes suministradores de equipos y servicios energéticos, incluidas las empresas que trabajan en la rehabilitación energética. En un sector como éste, los agentes no están lo suficientemente informados y sensibilizados desde el punto de vista técnico, administrativo y financiero para tomar decisiones de inversión en la reformas energéticas de sus edificios. Por ello, sería conveniente reforzar, tanto desde la Administración Central como desde las CCAA, los sistemas de información mediante centros de asesoramiento más integral (técnico, legal y financiero) en todo el proceso de rehabilitación, incluída la realización de auditorías, y con especial atención para los consumidores más vulnerables. Existen iniciativas en Europa en relación a esta materia, que han optado por implantar a nivel regional este concepto de ventanilla única[27].

9. Capacitación

Para que la rehabilitación de la edificación sea eficaz en términos de prestaciones energéticas y sanitarias de los edificios a tratar, sería deseable reforzar la formación de los técnicos y trabajadores con el fin de optimizar la calidad de las rehabilitaciones. Se sugiere realizar cursos de adaptación.

[26] En la medida de lo posible, se deberían establecer marcos fiscales favorecedores de la inversión en rehabilitación energética de viviendas y edificios, y evitar medidas desincentivadoras de este tipo de actuaciones.

[27] Point Renovation Info Service (PRIS), France. [https://wec-policies.enerdata.net/Documents/cases-studies/CountryCaseStudies-one-stop-shop-France.pdf]

5.2. PAPEL DEL SECTOR INDUSTRIAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

5.2.1. SITUACIÓN Y TENDENCIAS ENERGÉTICAS EN LA INDUSTRIA

De acuerdo con la información del Instituto Nacional de Estadística, el parque industrial español lo conforman alrededor de 190.000 empresas que facturan anualmente 582.000 M€ y ocupan unos 2,3 millones de trabajadores (12,5% del total)[28]. De todas estas empresas, la industria manufacturera, la que transforma la materia prima fabricando productos elaborados para su distribución y consumo, representa el 88% del total de establecimientos[29].

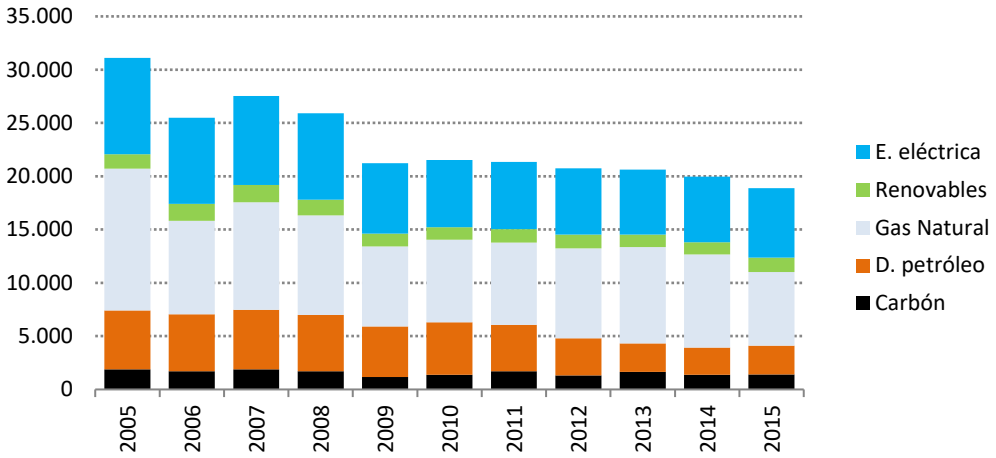
En relación con la energía, la evolución del consumo energético en el período 2005-2015 indica que la industria ha sido el sector que más lo ha reducido en estos 10 años, casi un 40%. Evidentemente, una parte muy importante de la reducción del consumo está asociada al cierre de empresas, reajustes industriales y a la reducción de la actividad productiva debidos a la crisis económica. Sectores intensivos en energía como la siderurgia han tenido un impacto relevante en estos pasados años. Lo que queda por saber para la concreción de los escenarios de demanda de futuro es cuánta de esa reducción en el consumo es estructural, o en su caso los plazos de la recuperación productiva. En el año 2015, la industria representó el 24% del consumo final sectorial, frente a una participación del 32% en 2005, llegando a los 18.900 miles de toneladas equivalentes de petróleo. Sin incluir las empresas del sector energético, la industria es responsable del 16% de las emisiones directas de CO_2 de origen energético[30].

[28] De ellas, el 85% tiene menos de 10 empleados. Fuentes: INE. Estadística Estructural de Empresas: Sector Industrial. Principales magnitudes 2015 y EPA 2016.

[29] La industria manufacturera no incluye las industrias extractivas, y las empresas de suministro de gas y electricidad, agua, saneamiento y residuos.

[30] Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente. Sistema Español de Inventario de Emisiones. Inventario 2015 [fecha de reporte 2017].

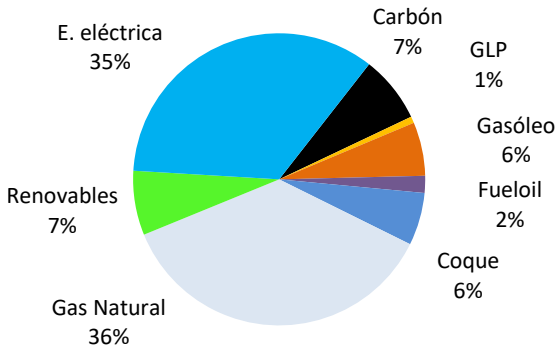
Gráfico 5.2.1. Evolución del consumo energético industrial por energías (ktep)



Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital/IDAE. Año 2015. Análisis propio

Por tipos de energías, destaca la fuerte reducción del consumo de combustibles fósiles del 47%; y de casi un 30%, en electricidad en 10 años, mientras que el aprovechamiento energético de las renovables prácticamente se ha mantenido. A pesar de ello, todavía los combustibles fósiles representan el 58% del consumo energético en la industria, destacando el consumo de carbón (que se utiliza como materia prima en el sector de la siderurgia y fundición), coque de petróleo, gasóleo y el residual de fuelóleo. Las renovables han mejorado su participación hasta el 7%, debido a la reducción sectorial del consumo, y son casi en su totalidad aprovechamiento de biomasa residual.

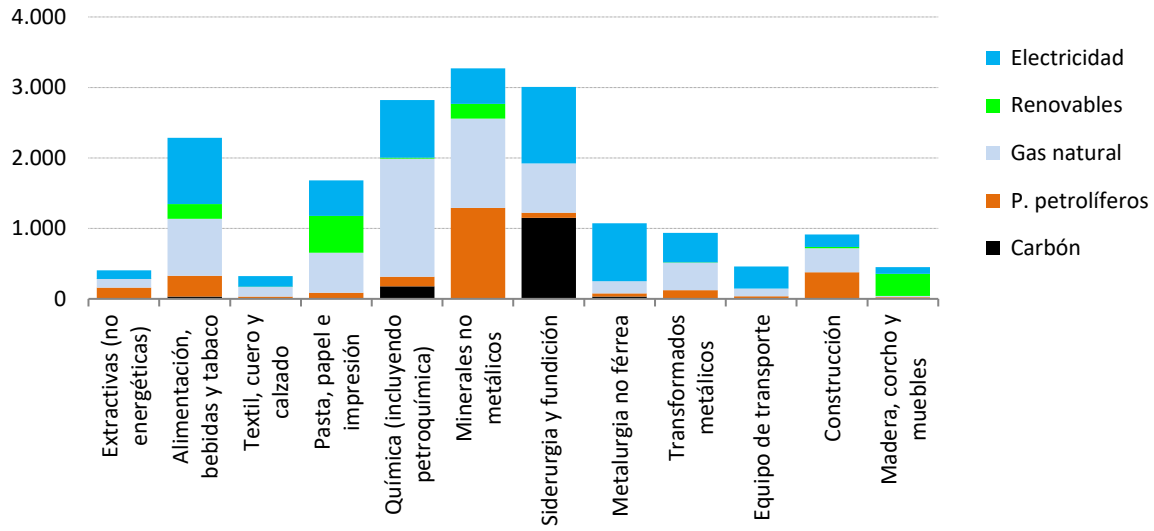
Gráfico 5.2.2. Estructura del consumo energético en la industria 2015



Por subsectores industriales, tres de ellos (minerales no metálicos, siderurgia y fundición, y sector químico/petroquímico) concentran casi el 50% del consumo industrial. Prácticamente en todos los subsectores se consume de forma mayoritaria gas y electricidad.

El consumo de productos petrolíferos se concentra en el subsector de minerales no metálicos (47%), construcción (14%) y alimentación (11%). La biomasa se consume principalmente en el sector papel y transformación de la madera (62%), alimentación y minerales no metálicos.

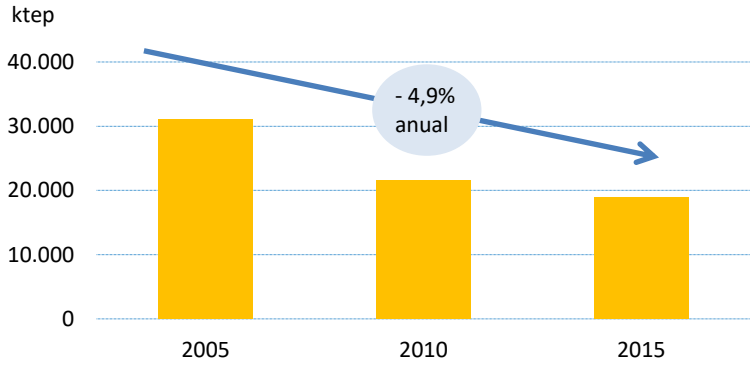
Gráfico 5.2.3. Consumo energético subsectores industriales por energías 2015 (ktep)

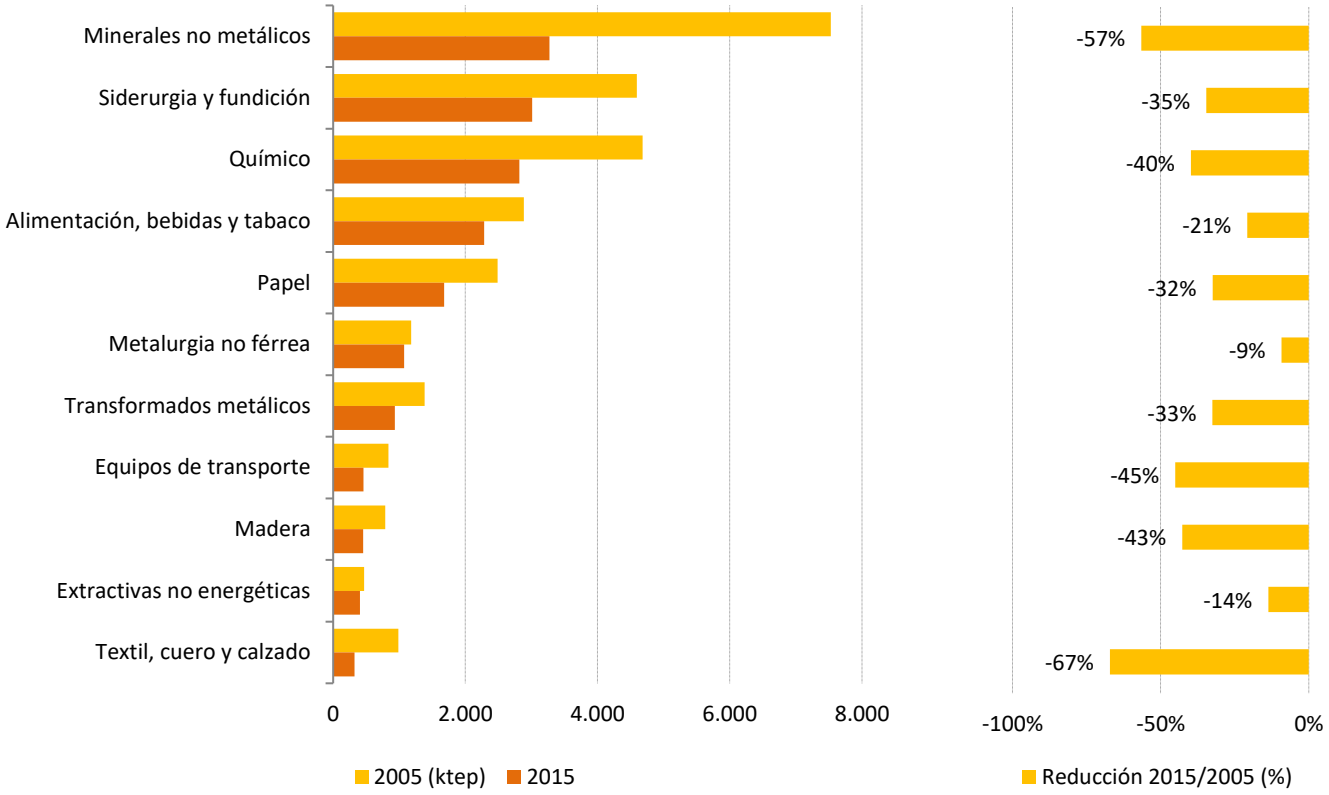


Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital/IDAE. Año 2015. Análisis propio

La tendencia energética en los pasados años de disminución global del consumo energético del sector, queda patente al analizar la evolución en los diferentes subsectores industriales. Todos éstos presentan reducciones importantes en sus consumos, destacando entre los más intensivos los descensos en minerales no metálicos (subsector con productos muy ligados al sector de la construcción), sector químico/petroquímico y siderurgia/fundición.

Gráfico 5.2.4. Tendencias energéticas en la industria manufacturera





Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital/IDAE. Año 2015. Análisis propio

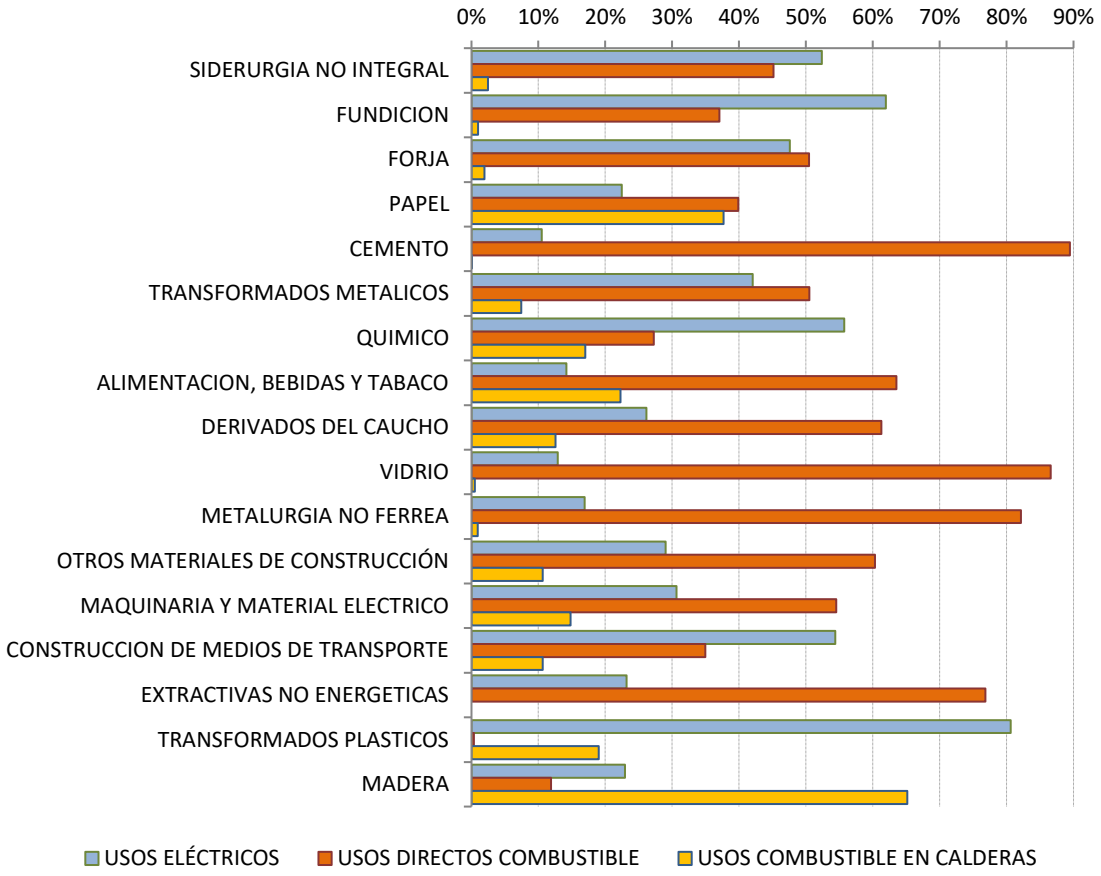
5.2.2. USOS ENERGÉTICOS EN LOS PROCESOS INDUSTRIALES

Para comprender mejor las posibilidades de ahorro energético, mejora de la eficiencia, sustitución de energías y aprovechamiento de las energías renovables en la industria es necesario conocer los procesos productivos y sus necesidades energéticas. El análisis del funcionamiento de los equipos consumidores asociados a las operaciones de fabricación en cada proceso productivo nos indicará dónde y cómo se utiliza la energía que se consume. Los equipos de consumo energético más importantes en la fabricación industrial son calderas, hornos, quemadores, turbinas, motores, bombas, equipos de iluminación, fuerza motriz, transporte interno, etc. Además, hay que tener en cuenta que las operaciones industriales [31] se realizan a distintos niveles de temperatura [32], siendo especialmente importantes las de algunos de los procesos intensivos, en donde no siempre es fácil encontrar mejoras para las sustituciones energéticas en los procesos.

[31] Operaciones habituales en la industria abarcan: suministro de agua caliente y/o vapor a proceso, fusión, afino, calentamiento, mantenimiento, tratamientos térmicos, tratamientos superficiales, generación eléctrica, frío industrial, cocción, trituración, prensado, mezclado, moldeo, conformado, compresión, separación, laminación, mecanizado, corte, secado, acabado, montaje, envasado y embalaje.

[32] Los usos térmicos en la industria también se pueden diferenciar por niveles de temperatura en: baja tª (< 250 ºC), media tª (250ºC - 600ºC) y alta tª (> 600ºC); este último caso es típico en gran parte de los hornos.

Gráfico 5.2.5. Usos energéticos en los subsectores industriales



Fuente: Ente Vasco de la Energía – EUEI 2012

5.2.3. INDICADORES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

El indicador básico para valorar la evolución de la eficiencia energética global en el sector industrial es la intensidad energética medida en términos de consumo energético por unidad de valor añadido bruto (VAB) del sector. Cuanto menor es el indicador mejor es la eficiencia, ya que se necesitaría menos energía para generar la misma actividad económica. El gráfico inferior muestra la evolución de la intensidad energética industrial en varios países de la UE. La valoración comparativa de este indicador entre países requiere de un análisis específico más detallado de los conceptos que lo componen[33]. Lo que tiene más sentido es analizar la evolución del indicador en cada país. De la gráfica se puede concluir que todos los países que se muestran están mejorando paulatinamente sus niveles de intensidad industrial, de forma más notable hasta la crisis económica. En el caso concreto de España, cabe mencionar que si bien se produjo una mejora importante de la intensidad

[33] Los niveles de intensidad media de cada Estado dependen de la composición de la industria por ramas de actividad, de la estructura energética subsectorial industrial, de los niveles de eficiencia energética alcanzados en las operaciones y procesos productivos, y de los niveles de utilización de los equipos consumidores, entre otros factores.

energética industrial en el período 2000-2009, desde entonces la intensidad global ha empeorado (+4%), sobre todo debido al aumento de la intensidad eléctrica (ver Tabla 1).

Gráfico 5.2.6. Evolución comparada de la intensidad energética industrial en Europa (kep/€05)

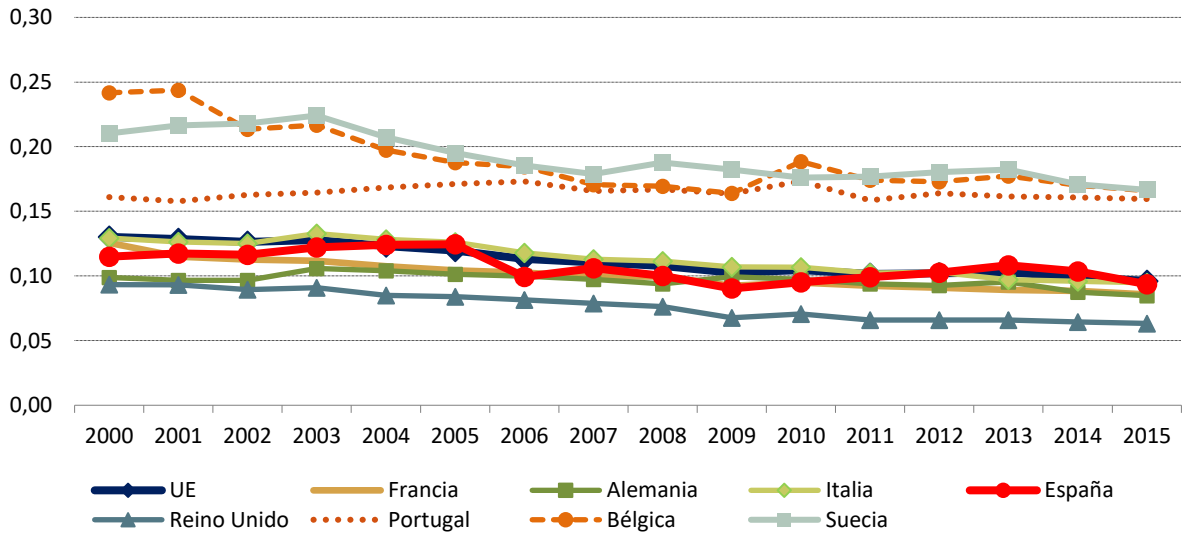


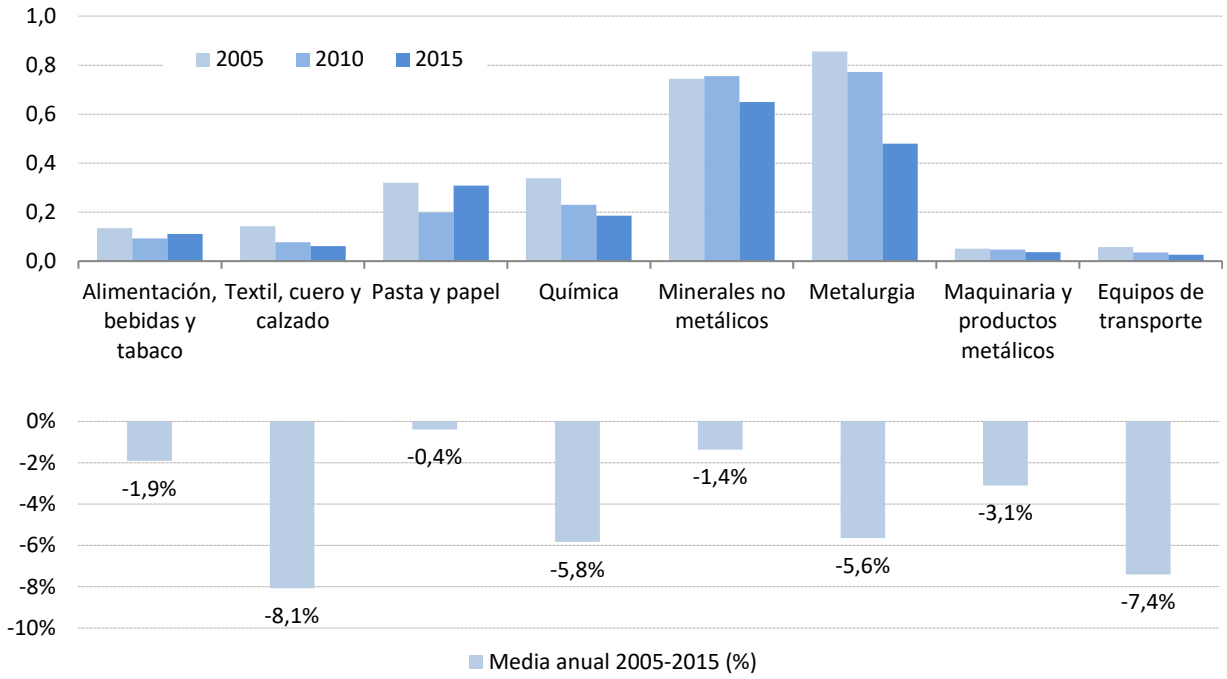
Tabla 5.2.1. Variación de la intensidad energética industrial en España por períodos

Indicador	Δ 2000-2009	Δ 2009-2015	Δ 2000-2015
Intensidad Final	-21%	4%	-19%
Intensidad Térmica	-24%	-2%	-25%
Intensidad Eléctrica	-16%	15%	-3%

Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital/IDAE. Elaboración propia

Por subsectores, la intensidad energética en el período 2005-2015 ha evolucionado de forma diferente. Si bien todos los subsectores analizados mejoran su intensidad en el conjunto del período, desde el año 2010 destaca la tendencia positiva de subsectores tan relevantes como metalurgia, minerales no metálicos y químico, frente a un peor comportamiento del sector papelero y alimentación.

Gráfico 5.2.7. Evolución de la intensidad energética por subsectores industriales (kep/€2005)



Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital/IDAE. Elaboración propia.

5.2.4. ORIENTACIONES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EUROPEA PARA LA INDUSTRIA

Teniendo en cuenta el nivel de competitividad alcanzado por los países asiáticos y las estrategias de reindustrialización en diversos países desarrollados, la UE se ha replanteado el resurgimiento de la política industrial europea. En concreto, La Comisión Europea ha subrayado la necesidad de incrementar el peso de la industria en el PIB de la UE para que vuelva a situarse en el 20% en 2020[34]. Este planteamiento se fundamenta en los nuevos retos tecnológicos y sociales que se presentan a nivel internacional, la necesidad del fortalecimiento de la economía europea en un contexto de crecimiento más moderado, la oportunidad para desarrollar o potenciar las capacidades regionales y la mejora de la colaboración e integración empresarial europea.

Según los principios generales de la política industrial europea "*La política industrial de la Unión tiene por objeto aumentar la competitividad de la industria europea para que ésta pueda mantener su papel impulsor del crecimiento sostenible y del empleo en Europa*"[35]. El carácter estratégico de la industria europea queda reflejado en la comunicación presentada por la Comisión Europea en el año 2014[36], con la que se pretende invertir la tendencia del declive del sector industrial y mejorar con ello la aportación al PIB de las actividades

[34] Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones. COM (2017) 479 final.

[35] Principios generales de la política industrial de la Unión. [http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/displayFtu.html?ftuId=FTU_2.4.1.html]

[36] COM (2014) 14 final, Comunicación 22.01.2014 de la Comisión Europea "Por un renacimiento industrial europeo". [http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/ES/1-2014-14-ES-F1-1.Pdf]

manufactureras. Y en este contexto la energía juega un papel primordial de cara a reforzar la competitividad de las empresas, por una parte reduciendo los costes energéticos, y por otra promoviendo un liderazgo industrial que estimule una inversión orientada a desarrollar la innovación e implantar nuevas tecnologías[37].

También el Paquete de Invierno "Energia limpia para todos los europeos", que establece la eficiencia energética como uno de los ejes principales de actuación de la política energética y de cambio climático europea, contempla la necesidad de su aplicación en la industria. Con el fin de reducir los costes energéticos y mitigar las emisiones ambientales industriales, las empresas deben continuar incorporando nuevas tecnologías energéticas que mejoren sus procesos y operaciones. La Directiva de Eficiencia Energética exige a los Estados miembros que lleven a cabo auditorías energéticas obligatorias para las grandes empresas y que garanticen la disponibilidad de auditorías para las PYMEs. En relación con la recuperación de calor residual industrial, las empresas pueden generar calor o frío en sus procesos de fabricación como subproducto, que a menudo no se aprovechan en su totalidad. Gran parte de estos subproductos podría reutilizarse en las propias industrias, o en fábricas e instalaciones próximas[38].

La cogeneración o producción simultánea de calor y electricidad (o la trigeneración si se incluye también el frío) sigue siendo una de las áreas básicas de actuación que se contempla en política energética europea, sobre todo en la industria[39]. Esta tecnología puede alcanzar actualmente altos niveles de eficiencia energética del orden del 90%. Ello permite aumentar las posibilidades de autoconsumo a nivel local, garantizando el suministro, disminuyendo las pérdidas energéticas, así como la necesidad de nuevas infraestructuras tanto de generación como de transporte y distribución[40]. Además la cogeneración puede ser utilizada en combinación con el aprovechamiento de las energías renovables (como biomasa o geotermia). Y también desde el punto de vista ambiental, tanto la Directiva de Emisiones Industriales (IED) como el régimen de comercio de emisiones de la Unión Europea (EU-ETS) establecen condicionantes para incentivar la inversión en la eficiencia energética, promover

[37] Véase los programas y planes:

- SPIRE, industria de procesos sostenible merced al uso eficiente de los recursos y la energía. [https://www.spire2030.eu/]
- SET, plan estratégico de tecnología energética. [https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan]
- SILC II, plan de industria sostenible con bajas emisiones de CO_2. [https://ec.europa.eu/easme/en/horizon-2020-silc-ii]

[38] COM (2016) 51 final. Estrategia de la UE relativa a la calefacción y la refrigeración.

[39] EC Cogeneration of heat and power policy. [https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/cogeneration-heat-and-power]

[40] Cabe recordar que la cogeneración tiene el mismo régimen económico y jurídico que el de la retribución de renovables, y de hecho ambas se contemplan en el RD 413/2014 y en sus órdenes de desarrollo. En 2016 (liquidación provisional de cierre) recibió una retribución regulada de 891 millones de euros, correspondientes a cerca de 1.000 instalaciones. La retribución regulada media fue de 36,93 €/MWh.

el uso de combustibles bajos en carbono y reducir las emisiones industriales contaminantes[41].

5.2.5. PLAN ESTATAL INDUSTRIAL Y ENERGÍA

Las iniciativas en materia de política industrial estatal se presentan en la "*Agenda para el fortalecimiento del sector industrial en España (2014)*"[42]. Este Plan establece un marco de actuaciones orientado a favorecer unas mejores condiciones para el desarrollo del sector industrial. En el ámbito energético, las actuaciones contempladas se centran en reducir los costes energéticos de las empresas, y abarcan dos tipos de actuaciones.

Unas medidas están orientadas a garantizar el suministro energético al mínimo coste, como son el refuerzo de las infraestructuras de interconexión para impulsar una mayor integración con los mercados europeos, el aumento de la competencia y de la transparencia de los mercados, y la promoción del aprovechamiento de los recursos energéticos locales. En relación con este tipo de medidas, también se contempla apoyar la implantación de tecnologías horizontales, para el despliegue de redes inteligentes, la potenciación de tarifas adaptadas a la oferta y la demanda, y para facilitar la generación distribuida. Otro tipo de actuaciones tienen que ver con la reducción de los costes mediante la disminución de los consumos energéticos en las industrias. Para ello, se consideran medidas para apoyar la mejora de la tecnología en equipos y procesos industriales, así como la implantación de sistemas de gestión energética en las empresas.

Existen actualmente diversos programas de ayudas estatales para la adopción de medidas de ahorro energético en pymes y grandes industrias, en relación con actuaciones que permitan una mejora de la eficiencia energética mediante la implantación de sistemas de gestión energética, la incorporación de medidas de sustitución de tecnologías, o de mejoras de los procesos. También algunas CCAA disponen de líneas de apoyo a la eficiencia energética en la industria.

Actualmente, el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad está trabajando en un Marco Estratégico de la España Industrial. El objetivo de dicho marco es identificar los retos a los que se enfrenta nuestro sector industrial, e identificar una serie de palancas competitivas que contribuyan a la mejora de su productividad y competitividad, y como consecuencia, incrementar el peso industrial en el PIB y generar empleo. Dentro de cada palanca, se identifican líneas de actuaciones estratégicas y transversales, con objeto de incidir en todo el sector industrial en su conjunto y no en un sector específico.

41 PARLAMENTO EUROPEO, CONSEJO DE LA UNION EUROPEA. Directiva 2010/75/UE sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación). [https://www.boe.es/doue/2010/334/L00017-00119.pdf]

PARLAMENTO EUROPEO, CONSEJO DE LA UNION EUROPEA. DIRECTIVA 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0087&from=ES]

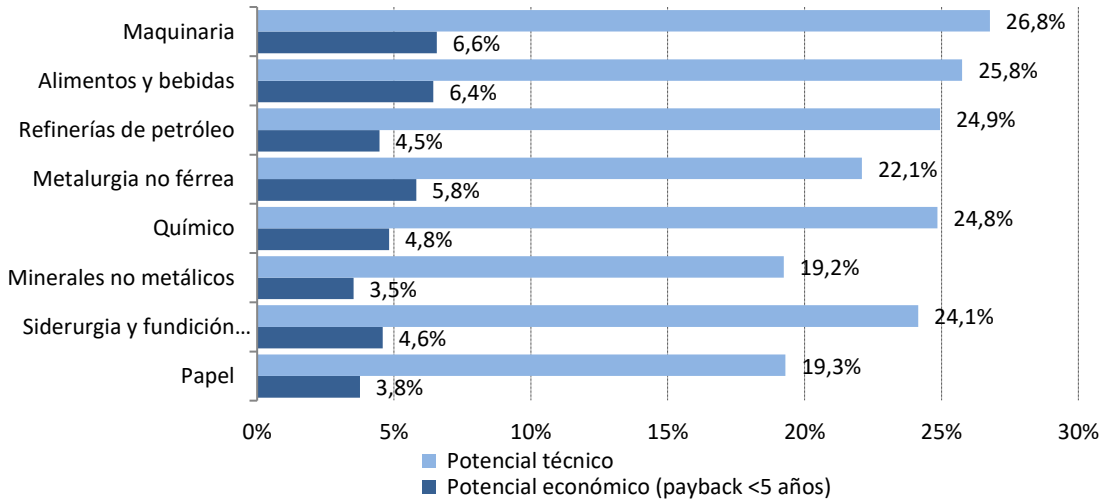
42 Plan de Política Industrial. [http://www.minetad.gob.es/industria/es-ES/Servicios/Paginas/agenda-sector-industrial.aspx]

5.2.6. EL RETO DE LA DESCARBONIZACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL

El avance del sector industrial hacia una menor intensidad de carbono debido al consumo energético va a estar condicionado por los logros en la implementación combinada de diversas medidas energéticas: eficiencia, sustitución y electrificación, e incremento del aprovechamiento local de las energías renovables. En efecto, por una parte, es necesario seguir reduciendo los niveles de consumo a través de la mejora de la eficiencia energética de los procesos industriales en la implantación de medidas de ahorro y cogeneración.

Existen posibilidades de cara a futuro de implantación de medidas adicionales en el sector industrial. Un reciente estudio preparado para la Comisión Europea[43] señala que existe un importante potencial de ahorro energético en todos los subsectores de la industria europea. Según el mismo, se ha evaluado un potencial técnico de ahorro para la industria del 24%[44]. Este potencial de ahorro se reduciría al 5% si además tenemos en cuenta los criterios de inversión exigidos por la industria e imponemos un retorno simple (payback) inferior a 5 años.

Gráfico 5.2.8. Potencial de ahorro energético en subsectores industriales europeos 2030



Fuente: European Commission Directorate-General Energy, report prepared by ICF Consulting

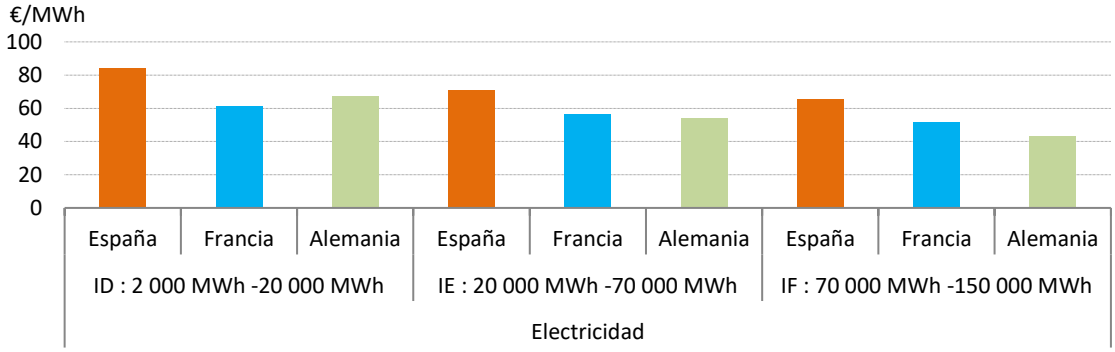
Pero la efectividad económica de las medidas requiere tener unas adecuadas señales de precios energéticos, no distorsionadas respecto de los costes reales que se evitan por su implementación. Esto supone que los costes de la energía y las tarifas de acceso deberían contemplar exclusivamente los costes de las actividades requeridas para el suministro.

43 Study on Energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry and on Possible Policy Mechanisms, December 2015. European Commission Directorate-General Energy, report prepared by ICF Consulting. [https://ec.europa.eu/energy/en/studies/study-energy-efficiency-and-energy-saving-potential-industry-and-possible-policy-mechanisms]

44 Estos ahorros serían adicionales a las políticas, medidas y disposiciones legislativas adoptadas ya por los Estados miembros hasta fecha de elaboración del estudio mencionado.

Existen alternativas para evitar estas distorsiones[45] y hacer que las inversiones se dirijan a aquellas medidas que resultan económicamente más adecuadas para lograr los objetivos.

Gráfico 5.2.9. Comparación de precios eléctricos europeos para consumidores industriales tipo



Fuente: Eurostat. Electricity prices for non-household consumers. 2016 – Excluding taxes and levies

Con un sistema eléctrico cuya tendencia debe dirigirse a la progresiva descarbonización de la generación eléctrica, la electrificación del consumo desde el punto de vista de reducción de la intensidad al carbono en la industria constituye también un importante desafío. Es deseable que, además de los servicios generales de las empresas, los procesos productivos en la medida de sus posibilidades incrementen sus niveles de electrificación. Sin embargo, estos cambios no son tan sencillos en todos los subsectores industriales, debido entre otros factores a condicionantes como el propio diseño del proceso productivo, la vida útil de los equipos existentes, o la rentabilidad de las inversiones necesarias para esa transformación.

La industria manufacturera, incluida en el sistema de comercio de derechos de emisión[46], dispone de multitud de procesos productivos y sus emisiones de CO_2 tienen dos orígenes: las emisiones de combustión (derivadas de la oxidación de los combustibles) y las emisiones propias del proceso (producidas como resultado de reacciones, intencionadas o no, entre sustancias, o su transformación). La termodinámica y la estequiometría condicionan la cantidad de emisiones de CO_2 en cada proceso productivo.

Por eso, es necesario poner de manifiesto que los esfuerzos que puede llevar a cabo el sector industrial, para reducir sus emisiones de CO_2, son limitados y dependientes de cada proceso. Y los retos a los que se enfrenta la industria para hacer frente a la reducción de sus emisiones es mayor que el que pueda tener cualquier otro sector. Hasta el momento se han llevado a cabo muchos esfuerzos, en cuanto a eficiencia energética y, los que han podido, en

45 Ver capítulos *"2.1 Principios a aplicar para una reforma fiscal de los productos energéticos" y "2.2 Principios para el diseño eficiente de los peajes de acceso en las tarifas de electricidad y gas".*

46 Se incluyen en el ETS (fase 3, 2013-2020) a las industrias de gran consumo de energía: los hornos de coque, la producción de hierro y acero, cemento sin pulverizar (clínker), vidrio, cal, ladrillos, productos de cerámica, pasta de papel, papel y cartón, aluminio, productos petroquímicos, amoniaco, ácido nítrico, ácido adípico, ácido de glioxal y ácido glioxílico.

cuanto a sustitución de combustibles, inclusive implantando cogeneraciones en sus instalaciones, cuando esto es factible.

La captura y almacenamiento de carbono (CCS) se vislumbra como una posible solución a las emisiones del sector industrial, aunque la tecnología está aún lejos de su madurez tecnológica y su implementación comercial será sin duda compleja. Aun así, esta tecnología no es posible aplicarla a todas las industrias. La dispersión de las instalaciones industriales en el territorio nacional y el volumen de emisiones, en muchos casos "pequeño", hace que ésta no sea una solución sencilla, ni a corto ni a largo plazo para este tipo de industrias. Por tanto, lo necesario y lo que hace falta, son soluciones a partir de la I+D+i.

Otro de los retos tiene que ver con los sistemas de cogeneración de calor y electricidad. De los cerca de 6.000 MW de potencia instalada de esta tecnología, el 90% pertenece al sector industrial que cuenta con cerca de 550 instalaciones. La cogeneración industrial está muy integrada en las operaciones de producción constituyendo hoy en día una parte difícilmente disociable del proceso de fabricación. Esta tecnología permite a la empresa incrementar el nivel de eficiencia en la utilización de los recursos energéticos y al sistema eléctrico descentralizar el suministro. En la actualidad existe un importante número de instalaciones que no están funcionando y otras que podrían ser cerradas al llegar al final de su vida útil regulatoria[47]. También existe un importante potencial adicional de desarrollo de nuevas plantas.

5.2.7. RECOMENDACIONES PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DEL SECTOR INDUSTRIAL

1. **Fortalecimiento de una estrategia de Política Industrial basada en la sostenibilidad energética de la industria**

   Al ser el sector manufacturero un consumidor relevante de energía, la transición energética debería venir acompañada de una estrategia de política industrial que permita hacer contribuciones a los objetivos de descarbonización sin que ello suponga una merma de competitividad para el sector. Esta política debería considerar la transición energética como una oportunidad para mejorar la posición industrial en el contexto internacional, favoreciendo una actividad productiva *verde* menos intensiva en carbono, fortaleciendo las exportaciones de productos más sostenibles e incrementando en definitiva su contribución al Producto Interior Bruto.

   Con el objetivo de que la industria española pueda aprovechar al máximo las oportunidades que se van a derivar de la transición hacia una economía descarbonizada, esta Comisión considera que es necesaria una estrategia de política industrial:

   - Presidida por la interactuación permanente entre múltiples actores públicos y privados.

47 ACOGEN, Continuidad de las cogeneraciones en funcionamiento hasta 2030 (octubre 2017).

- Que potencie industrialmente una agenda económica de *Crecimiento Verde*[48].
- Que se oriente a facilitar la provisión de infraestrucuturas y el marco logístico adecuado para que las empresas puedar afrontar los desafíos tecnológicos que les permitan superar el reto de la reducción de las emisiones de carbono.
- Que, en la medida en que la descarbonización es un reto que afecta a múltiples industrias, los actores públicos se posicionen estratégicamente a lo largo de la cadena de innovación de nuestro país, y no sólo en el I+D, favoreciendo así un potencial beneficio transversal en múltiples sectores. Por ejemplo, con una orientación hacia la denominada *Industria 4.0*[49].
- Que, en la medida de lo posible, el apoyo al desarrollo tecnológico de las empresas privadas a través de recursos públicos se pueda rentabilizar por parte de la sociedad con participaciones en la propiedad industrial resultante (además de hacerlo con los resultados en forma de los nuevos productos y servicios que se obtengan). Ello permitiría convertir al sector público en un dinamizador de la actividad industrial y en un verdadero emprendedor tecnológico que revierta los resultados de su esfuerzo en toda la sociedad.
- Que, en relación con las industrias más intensivas sometidas a competencia internacional en donde sus costes energéticos tienen gran relevancia, se hagan los esfuerzos necesarios para disponer de unos precios energéticos competitivos, y en todo caso se establezcan medidas temporales en el proceso de transición energética.
- Que, para mejorar el tejido y industrial y favorecer la actividad productiva, se diseñen estrategias de apoyo a la transformacion y crecimiento de sectores industriales en el proceso de transicion energetica; por ejemplo, las tendencias internacionales de cambio en las politicas de movilidad, la electrificación del consumo o el aumento importante de las instalaciones renovables pueden conllevar impactos relevantes en las industrias de fabricación de tecnologías, equipos y componentes actuales; pero también pueden originar oportunidades potencialmente aprovechables con una adecuada transformación tecnológica de los sectores, posibilitando generar actividad y garantizar empleo de calidad.

48 Los términos *Crecimiento Verde, Economía Verde, Economía Circular, Ecodiseños, etc.* se refieren al progreso económico y crecimiento equilibrando del desarrollo humano, con el menor impacto en el medioambiente y utilizando los recursos, a ser posible renovables, de la mejor manera posible. Ello supone diseñar, producir y reciclar un producto pensando en minimizando su impacto medioambiental.

49 El concepto de *Industria 4.0* se refiere a la transformación digital (4ª revolución industrial) de la industria: manufactura informatizada, introducción de la *Inteligencia Artificial*, robotización, *Internet of Things*, etc. Véase:

- https://www.siemens.com/global/en/home/company/topic-areas/future-of-manufacturing/digital-enterprise.html.
- España 4.0. El Reto de la Transformación Digital de la Economía. Roland Berger y Siemens.

2. Promoción de la mejora energética continua de los procesos industriales

Varios aspectos deberían ser considerados. Por una parte, habría que tener en cuenta que las decisiones de inversión en eficiencia deben estar basadas en costes energéticos no distorsionados, cuyas señales de precio permitan la optimización integral de los recursos económicos. Las decisiones de inversión en mejoras energéticas en los procesos productivos deben basarse en unos costes energéticos competitivos.

Las empresas tienen que seguir avanzando en la eficacia de la gestión energética de sus actividades productivas. Para ello, es necesario incrementar los niveles de conocimiento de consumos y costes energéticos en los procesos y operaciones, y mejorar en la incorporación de sistemas de certificación energética[50]. Estando ya implantada la obligatoriedad de auditorías energéticas en las grandes empresas, se deberían establecer mecanismos para su fomento en PYMEs a través de programas de ayudas o de incentivos.

Los procesos de inversión en las empresas son estables y a largo plazo. La implantación de medidas energéticas tendría que ser establecida con criterios en la efectividad económica en su prioridad de aplicación. Para alcanzar cotas de eficiencia superior a las logradas mediante mecanismos de mercado, las políticas de fomento deberían centrarse en aquellas medidas cuyos niveles de rentabilidad hacen más difícil que sean acometidas por las empresas.

Con objeto de orientar la promoción de este tipo de medidas, se precisa conocer los potenciales de mejora energética en los subsectores industriales, identificando tanto medidas tecnologicas y energéticas sectoriales como transversales, su coste efectividad y su retorno. Se recomienda realizar un seguimiento períodico de los niveles de eficiencia alcanzados en los subsectores industriales más relevantes, evaluar la efectividad de las medidas implantadas e identificar nuevas posibilidades de mejora.

Los mecanismos de apoyo que permitan avanzar hacia la descarbonización del sector, podrían basarse en los tradicionales programas de ayudas a la inversión, medidas tipo exenciones fiscales para favorecer la incorporación de tecnologías energéticas limpias o mediante empresas de servicios energéticos para aquellas actuaciones más horizontales que tienen que ver con servicios generales/auxiliares de la fábrica.

3. Impulso de la generación distribuida: cogeneración y renovables térmicas

La cogeneración, en tanto que se trata de generación distribuida que aporta al sistema reducciones de pérdidas en energía y reducción de inversiones en infraestructuras, ha de poder beneficiarse de dichas aportaciones. Estos temas se han analizado en los capítulos dedicados a la integración de los recursos energéticos distribuidos (5) y al diseño de peajes de acceso eficientes (2.1).

[50] Véase, por ejemplo, Laskurain-Iturbe, I., Wulandari, M., Heras-Saizarbitoria, I y Casadesus-Fa, M. (2015): Energy management systems. Do they pay off? Revista DYNA Ingeniería e Industria.

Ante la obsolescencia de los equipos de algunas instalaciones de cogeneración y el vencimiento de los plazos de regulación o de vida útil, las empresas se plantearán la oportunidad de invertir en la renovación y promoción de nuevas instalaciones, incorporando las tecnologías más eficientes disponibles. Es importante que, en este contexto, las instalaciones puedan participar y ser retribuidas por los servicios que presten al sector eléctrico (disponibilidad y servicios de ajuste, especialmente).

Por último, y en relación con la contribución de la industria a los objetivos de descarbonización, además de la incorporación de nuevas medidas de eficiencia energética en procesos e instalaciones auxiliares, se recomienda la elaboración de un estudio que permita identificar el potencial técnico-económico de las energías renovables térmicas (biomasa térmica, solar térmica, geotermia), para que en la medida que se den las condiciones necesarias, promover este tipo de instalaciones".

4. Estudios de movilidad en la empresas

Las empresas poseen también un papel tractor en ámbitos relacionados con su actividad. Por ejemplo, en la Ley de Economía Sostenible se establece la posibilidad de que las empresas elaboren de forma voluntaria planes de movilidad al trabajo con el fin de reducir el uso del automóvil utilizando modos menos contaminantes en sus desplazamientos laborales[51]. Con objeto de avanzar en la sostenibilidad del transporte, se propone fomentar la elaboración de estudios de movilidad por parte de las empresas a partir de un número de trabajadores. Este estudio podría incluir además un programa de renovación de las flotas de vehículos de la empresa por otros sistemas alternativos y considerar puntos de recarga de vehículos alternativos.

5. La I+D+i dentro de la estrategia de Política Industrial (tecnologías energéticas)

La Política Energética debería enfatizar una política de desarrollo tecnológico y empresarial propia, favoreciendo el incremento de los niveles de inversión en I+D+i en tecnologías energéticas y sectores relacionados[52]. Se debería prestar atención en fortalecer los mecanismos que aprovechen la infraestructura de ciencia e investigación existente -universidades, centros tecnológicos y organismos públicos de investigación-, para identificar oportunidades de futuro y desarrollar nuevas capacidades. La potenciación de una política favorecedora de un entorno atractivo para desarrollar nuevas iniciativas en investigación e innovación debería contemplar un mayor grado de estímulo de la competitividad basada en la iniciativa y colaboración empresarial, con el apoyo de la administración pública, así como que los centros tecnológicos, de I+D y universidades coordinasen eficazmente sus esfuerzos en pos de potenciar esa

[51] Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible establece en su art. 103 que *"Las Administraciones competentes fomentarán igualmente el desarrollo de planes de transporte de empresas, con vistas a reducir el uso del automóvil y promover modos menos contaminantes en los desplazamientos de los trabajadores".* [https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2011-4117]

[52] Destacamos medios de transporte, construcción, telecomunicaciones, digitalización, tratamiento de la información, etc.

Estrategia-Política Industrial. Incluso, habría que revisar la asistencia financiera y en su caso adaptar los instrumentos de financiación que promueven la inversión privada en innovación.

6. LAS REDES EN LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS FUTUROS

6. LAS REDES EN LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS FUTUROS

Un sistema energético puede definirse como el conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía. Las redes -eléctricas y de gas- son unos elementos que, posibilitando el acceso a la energía, aportan cohesión social y vertebración territorial, contribuyendo, además, a la potencial igualdad de todos los ciudadanos en el acceso a los servicios que comportan.

De un modo muy simplificado, el sistema eléctrico está compuesto por las plantas de generación, donde se produce el correspondiente producto, las instalaciones de los consumidores y las redes que conectan a ambos nodos que, atendiendo a su función, pueden clasificarse en red de transporte o redes de distribución. En el caso de la energía eléctrica, y a diferencia de lo que ocurre en otros bienes o servicios, ha de garantizarse en todo momento la producción instantánea de la energía demandada, pues con el estado actual de la tecnología no resulta posible desacoplar la producción del consumo. No es el caso del sistema gasista, donde el equilibrio entre entradas y salidas del sistema no requiere mantener un balance continuo, pues ya la red de gasoductos, los tanques de GNL y los almacenamientos subterráneos almacenan una cantidad de gas que sirve tanto para la operación a corto plazo del sistema como para atender las variaciones estacionales de la demanda.

En los escenarios delineados en este informe para 2030, y específicamente en los escenarios eléctricos, se ha analizado el efecto relacionado con distintas composiciones del parque de generación. Entre los análisis de sensibilidad realizados, se ha considerado el impacto de un aumento de la capacidad de interconexión con Francia, pasando de los 5.000 MW previstos (una vez culmine la interconexión por el Golfo de Vizcaya) hasta una capacidad de 8.000 MW. Sin embargo, más allá de ese aspecto, no se ha profundizado hasta ahora en el papel de las redes en la configuración futura del sector energético. El propósito de este capítulo es, pues, complementar el análisis realizado con anterioridad proporcionando algunas reflexiones a ese respecto sobre el papel de las redes en la transición energética. El análisis se centra fundamentalmente en las redes eléctricas, al ser éstas las más afectadas por los cambios derivados del proceso de Transición, si bien se hará también mención a las redes de gas por su papel de respaldo estacional del sistema energético a futuro.

Relación de las redes con la seguridad, competitividad y sostenibilidad del sistema eléctrico

Para garantizar el suministro de energía, las redes se configuran como sistemas mallados, especialmente en el caso de la red de transporte de electricidad. En caso de la red de distribución, además, su configuración tradicional unidireccional, como posteriormente se comentará, ha de adaptarse también al peso creciente de la generación distribuida.

En cualquier caso, las redes deben satisfacer tres principios básicos:

- Seguridad. - Entendiendo ésta como la capacidad para satisfacer la demanda energética de los consumidores en todo momento.
- Competitividad. - Entendida como la capacidad para satisfacer la demanda energética a un coste razonable.
- Sostenibilidad. - Es decir, la capacidad para satisfacer en el largo plazo la demanda energética sin producir un impacto no asumible para el entorno y para el propio equilibrio financiero del sistema.

Los escenarios energéticos actuales y también los futuros que se plantean en la transición energética, demandan unos niveles elevados de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad. En cuanto a la seguridad, un sistema eléctrico con deficiencias de red no será seguro y estará expuesto a interrupciones de suministro. La interconexión entre áreas, regiones o países permite garantizar el suministro eléctrico en un determinado territorio y al menor coste posible, bien ante contingencias importantes en el sistema, bien cuando un sistema no puede generar energía suficiente para cubrir la demanda por insuficiencia del parque generador local. Como es lógico, el refuerzo o mallado de la red debe siempre valorar los beneficios que aporta con los costes que soporta.

Por otro lado, las redes deben hacer sostenible un contexto con un número creciente de centros de generación renovable, permitiendo la conexión y evacuación de las energías renovables allá donde se encuentren sus recursos y sea más eficiente el desarrollo de las nuevas plantas de generación (incluyendo el propio acceso a ese recurso).

Además de su dispersión en el territorio, y debido a las características del recurso renovable, las centrales de generación que utilizan estas fuentes de energía presentan un bajo factor de utilización[1]. Lo anterior exige que para alcanzar elevados porcentajes de generación renovable en la cobertura anual de la demanda sea necesaria una sobreinstalación de potencia renovable respecto a otros medios de generación y, por tanto, sean más demandantes de red.

Las energías renovables basadas en el recurso solar y eólico presentan ciertas características singulares como son su dispersión en el territorio, su intermitencia, la variabilidad de su producción determinada por las condiciones ambientales o la relativa incertidumbre en su predicción (si bien ésta es cada vez más reducida) y la tecnología utilizada en muchos de los generadores.

Precisamente, debido a estas características, su disponibilidad está desacoplada del patrón de consumo de energía eléctrica de los usuarios. Requieren, por tanto, de una red que permita transportar y distribuir los excedentes locales cuando éstos se produzcan hacia otras zonas deficitarias, de manera que el recurso renovable se ponga a disposición de todos los usuarios. Por otro lado, cuando el recurso renovable sea localmente insuficiente, las redes eléctricas permitirán acceder al recurso renovable, u otros, procedente de otras regiones. Esta compartición de recursos es el esquema más eficiente posible, sin perjuicio

[1] A título ilustrativo los parques eólicos instalados en la Península presentan aproximadamente un factor de utilización medio del 24% (2.100 horas equivalentes); y los parques fotovoltaicos, del 21% (1.880 horas equivalentes).

de que el desarrollo del almacenamiento sea otra herramienta necesaria para la optimización global. La combinación óptima de redes de transporte y almacenamiento requiere del correspondiente análisis técnico-económico global en un contexto de alta penetración renovable.

En efecto, en condiciones climáticas y de operación normales, la capacidad de bombeo instalado junto con el resto de energía hidráulica existente y el juego de las interconexiones, resultan suficientes para compensar los desajustes de corto plazo entre oferta y demanda eléctrica sin necesidad de instalar almacenamiento adicional. Ahora bien, en condiciones climáticas extremas, teniendo en cuenta la creciente correlación a futuro de los sistemas eléctricos vecinos por la composición de su mix (con mayor penetración de generación renovable no despachable, y por tanto más críticos desde el punto de vista del balance producción-demanda) y por estar sujetos a fenómenos meteorológicos comunes, se requerirá cada vez más de algún tipo de respaldo de largo plazo para evitar energía no suministrada en el sistema.

En estos casos, las condiciones climáticas subyacentes suelen extenderse durante periodos prolongados de elevada demanda, de manera que se hace necesario trasladar energía en ciclos superiores al diario para evitar las interrupciones del suministro eléctrico. No todas las tecnologías ofrecen esta posibilidad. Las baterías, de momento y por su elevado coste y por los ciclos de carga necesarios, no son una alternativa técnicamente eficiente para dar ese respaldo a las renovables. Una alternativa viable para este respaldo estacional es utilizar la potencia térmica instalada para cubrir la demanda punta durante periodos de estrés. De ahí la importancia de las infraestructuras gasistas como red de seguridad última del sistema en dichos períodos.

En consecuencia, tanto las redes eléctricas como las infraestructuras gasistas, en la medida en que las inversiones necesarias están justificadas por análisis de coste-beneficio, contribuyen también a la mejora de la competitividad del sistema eléctrico, al facilitar la puesta a disposición de los recursos generados que sean más competitivos y limitando la imposición de intervenciones como las asociadas a restricciones técnicas, que encarecen los costes del sistema.

La aportación positiva de las infraestructuras gasistas se amplía si se tiene en cuenta que, como se detalla en el capítulo 5 de este Informe donde se analiza la eficiencia energética en la industria, no siempre es fácil encontrar mejoras para las sustituciones energéticas en los procesos industriales, especialmente en algunos procesos con altas temperaturas e intensivos en consumos energéticos. Como se señaló entonces, el aumento de la electrificación se ve limitado por el diseño de los procesos productivos, la vida útil de los equipos existentes, o la rentabilidad de las inversiones necesarias para esa transformación.

Planificación de las redes de transporte y distribución en un contexto de Transición Energética

En un momento de predominio de los grandes grupos de generación térmica e hidráulica, las redes de transporte y distribución de electricidad se diseñaron para hacer llegar grandes cantidades de energía a los centros de consumo alejados de estos centros de producción. En un mix de generación con alta penetración de generación renovable y ausencia de suficiente capacidad de almacenamiento, las redes cobran un protagonismo especial posibilitando la

complementariedad de los distintos recursos de producción en el ámbito nacional e internacional.

El desarrollo de las redes deberá permitir la combinación de grandes centros de generación centralizada, con plantas fotovoltaicas que pueden alcanzar 500 MW, con el creciente peso de la generación distribuida y con sistemas de almacenamiento que, en el caso de ser de gran tamaño, estarían conectados a la red de transporte, pero que en muchos casos también estarán conectados a las redes de distribución. Así ocurrirá, sobre todo, en el caso de baterías locales; por ejemplo, en las baterías instaladas en el hogar y, eventualmente, en las baterías de los automóviles (V2G). Efectivamente, el desarrollo de nuevos tipos de consumo como los asociados al vehículo eléctrico y la posibilidad de que las redes de distribución habitualmente unidireccionales pasen a ser bidireccionales como consecuencia del nivel de desarrollo que pueda alcanzar la generación distribuida o el autoconsumo, hará que éstas sean más flexibles e inteligentes y que cuenten con un nivel de desarrollo y fiabilidad compatible con las nuevas prestaciones que les sean requeridas. Incluso las microrredes pueden llegar a ser un concepto atractivo bajo ciertos supuestos de necesidad de servicio, resiliencia frente a diversas circunstancias físicas o de fiabilidad. La red de transporte y las de distribución eléctrica habrán de integrar y saber gestionar y optimizar ese nuevo escenario.

Las interconexiones internacionales eléctricas y gasistas son esenciales para garantizar una integración de los mercados y la creación de un mercado único de la energía a través de la Unión Europea, y también juegan un papel relevante de cara a alcanzar un modelo energético descarbonizado, aportando valor a la seguridad de suministro de los sistemas interconectados.

En efecto, son elementos indispensables para la realización de los intercambios comerciales de energía; posibilitando el aumento de la competencia de los mercados mayoristas y también de los mercados de operación –a través de los servicios transfronterizos de balance-, así como un uso más eficaz de los recursos disponibles desde el punto de vista del coste, lo que debe redundar en precios más competitivos para el consumidor final.

El incremento de la capacidad de interconexión contribuye al objetivo de participación renovable en el mix energético, reduciendo el volumen de vertidos de la producción renovable no gestionable[2] y, por tanto, haciendo viable la instalación de potencia renovable precisa para alcanzar los objetivos fijados. Como se ha señalado anteriormente, un sistema eléctrico con una elevada cobertura de origen renovable implica la necesidad de una potencia instalada muy superior a la punta de demanda lo que dará lugar, en ausencia de capacidad de almacenamiento suficiente, a vertidos si no se puede exportar a otros países. En ese sentido, un mercado más interconectado debería reducir el coste de la capacidad de generación térmica de respaldo, ya que ésta puede ser utilizada de forma compartida por las regiones[3]. En todo caso, las interconexiones internacionales son instalaciones singulares con costes de inversión significativos, por lo que siempre será necesario realizar un

[2] Naturalmente, también en relación con las condiciones de “exceso” al otro lado de la frontera.

[3] La reciente puesta en servicio de la interconexión Santa Llogia-Baixas permitió incrementar las horas de acoplamiento de mercado con Francia, pasando de un 12,9% durante el año anterior a la puesta en servicio a un 25% al año siguiente.

detallado análisis coste-beneficio (CBA) que justifique adecuadamente su construcción, tal como actualmente ya contempla la normativa de la Unión Europea.

En igual sentido, ese análisis coste-beneficio debe ser la base desde la que justificar la interconexión entre sistemas aislados dentro de un país, como es la interconexión entre islas y de las islas con el sistema continental en el caso de España. En este caso, se trata de sistemas fragmentados, de pequeño tamaño y con una red de infraestructuras eléctricas débilmente mallada. En consecuencia, estos sistemas son menos estables y seguros que los grandes sistemas interconectados, por lo que el apoyo mutuo entre sistemas permite disponer de vías alternativas de suministro en caso de incidentes. Además, la interconexión permitirá también reducir las necesidades de generación y de respaldo mediante centrales térmicas en estos sistemas aislados, con los consiguientes efectos sobre las emisiones de CO_2, contribuyendo también a reducir los elevados extracostes de generación de los sistemas no peninsulares[4].

Por último, resulta evidente que los escenarios para la transición energética que se contemplan en este documento requieren de inversiones en la red de transporte y en las redes de distribución, que deberán contemplar en su caso la modernización y actualizaciones precisas de las redes cuya contribución resulte ineludible para la garantía y calidad del suministro, para alcanzar el mercado interior de la energía y para maximizar la componente de energía renovable del mix de generación. En ese sentido, aunque no es cometido de esta Comisión realizar propuestas específicas sobre esa materia, se desea hacer una llamada a la reflexión sobre cuál debe ser el mecanismo retributivo que mejor se alinee con los objetivos a conseguir y que garantice la innovación.

Varias de las reflexiones realizadas en el apartado anterior pueden extenderse a la red de gas, donde los escenarios delineados en este informe apuntan a su aumento de peso relativo en 2030. El gas permite un menor coste medioambiental en relación con otros combustibles fósiles, y por supuesto la seguridad de su suministro es un elemento esencial para el diseño regulatorio. En ese contexto, además de la cooperación con el resto de Estados miembros, la Unión Europea ha enfatizado también el papel de las interconexiones internacionales, para las que se debe garantizar la bidireccionalidad, y que nuevamente deberán ser objeto del correspondiente análisis coste-beneficio.

En el caso de las redes de transporte primario de influencia local, la retribución de los nuevos gasoductos (desde el RD 984/2015) se modificó para compartir riesgos con el promotor, pues la retribución se vincula con la demanda. También sería adecuado facilitar el uso de las instalaciones de regasificación en actividades complementarias, lo que redundaría en mayores ingresos para el conjunto del sistema. Un ejemplo de esa situación es el uso del GNL como combustible en el transporte marítimo, especialmente cuando se trata de buques que pudiesen dirigirse a las zonas ECA en el norte de Europa, pero también en flotas locales. Como se indicó en el capítulo de movilidad, ello redundará positivamente en los niveles de emisión de GEI del conjunto del sistema.

[4] La Orden ETU/1282/2017 por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, establece que la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con cargo al sector eléctrico (50% del total) prevista para 2018 asciende a 780 millones de euros. El 50% restante es financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, por lo que pare este ejercicio se prevé un extracoste total de 1.560 millones de euros.

Conclusiones

El diseño de una estrategia de transición energética hacia una economía totalmente descarbonizada se encuentra con las incertidumbres asociadas al desconocimiento sobre la evolución de ciertas tecnologías con impacto relevante para lograr la descarbonización, como es el caso del almacenamiento eléctrico no hidráulico, secuestro y almacenamiento y/o uso del CO_2, economía del hidrógeno, desarrollo de la generación distribuida y centralizada, y también con la dificultad y la incertidumbre del desarrollo de las interconexiones que pueden afectar a la seguridad de suministro, a la creación del mercado interior de la energía y a la penetración de renovables.

En consecuencia, como se ha indicado anteriormente, las redes deben aportar la flexibilidad necesaria para facilitar el cambio de modelo energético con independencia del escenario final hacia el cual se evolucione, ya sea con grandes centrales o con generación distribuida, con almacenamiento concentrado o distribuido, con autoconsumo o sin él, o con una mezcla de todos ellos, como escenario más verosímil.

En todo caso el desarrollo de las redes deberá hacerse garantizando el cumplimiento de los objetivos medioambientales y el suministro al menor coste posible para los consumidores.

Para contribuir a los objetivos descritos será preciso analizar si el desarrollo de nuevas instalaciones de transporte y distribución puede ser minimizado mediante el mantenimiento en servicio de las instalaciones de las redes de transporte y distribución que lleguen al final de su vida operacional proyectada, siempre que esto presente ventajas de eficiencia y economía.

Su evolución hacia redes más inteligentes con grandes volúmenes de datos sobre los que basar decisiones de gestión, económicas y técnicas, será un pilar vertebrador para lograr una participación mucho más activa de los consumidores, individualmente o de modo agregado, en el abastecimiento de energía. Como se ha señalado con frecuencia, las redes inteligentes no son un fin en sí mismo, sino una herramienta para facilitar la Transición, contribuyendo a la penetración de la generación renovable (centralizada o distribuida), la penetración del vehículo eléctrico y la gestión del consumo por parte de los propios hogares, así como mejorando la monitorización (y, por tanto, disminuyendo las pérdidas técnicas y comerciales) y la eficiencia. En suma, mejorando la calidad del suministro y los objetivos de la Transición. Ello requerirá combinar la visión de medio plazo con una visión de más largo plazo, dados los largos periodos de tramitación y construcción que en algunos casos se requiere.

7. TRANSICIÓN JUSTA Y POBREZA ENERGÉTICA

7.1. PROPUESTAS PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

La transición energética a un modelo bajo en carbono debería incluir un diagnóstico de los efectos económicos y en el empleo de los sectores afectados y medidas con financiación para una transición justa para trabajadores y empresas. Las decisiones que se adopten deben estar basadas en los acuerdos internacionales sobre cambio climático y en las directrices sobre Transición Justa de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

En 2010 en la COP 16 (Conferencia de Cambio Climático) de Cancún, se incluyó el concepto de transición justa, se confirmó en la COP 17 y finalmente se incorporó en el texto del Acuerdo de París en la COP 21 de 2015. Su finalidad es que se reconozca a nivel nacional la importancia de proteger a la fuerza laboral de estos cambios y de que se pongan en marcha medidas públicas para paliar los efectos en determinados sectores y territorios.

Paralelamente, la OIT ha ido aprobando informes y resoluciones sobre el tema que culminaron en 2015 con la publicación de las *Directrices de política para una transición justa hacia economías y sociedades ambientalmente sostenibles para todos*. Estas directrices van dirigidas a los gobiernos y a los interlocutores sociales y están basadas en los pilares de la protección social y del empleo, en los derechos laborales y en el diálogo social. Las directrices plantean la integración de la Transición Justa en las políticas macroeconómicas combinando políticas industriales y sectoriales con inversión de fondos públicos, adecuación de la fiscalidad y promoción de la adaptación de la formación a las nuevas necesidades.

7.1.1. CONTEXTO GENERAL DE UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

La transición a un sistema productivo libre de carbono va a afectar a todos los sectores económicos, pero será particularmente importante en el sector energético (que, junto con el transporte y la industria, son los principales responsables de las emisiones de CO_2).

La mayor parte de los sectores y empresas podrán adaptarse a los cambios. Necesitarán realizar inversiones que, además, los pueden situar en niveles de eficiencia productiva y competitividad mejores, y también tendrán que adoptar hábitos y prácticas de gestión distintas. Algunos tendrán que redirigir sus líneas de producción y de negocio hacia otros productos, otros medios de transporte u otros servicios, y a utilizar otros combustibles u otros materiales o sustancias en los procesos de producción. Este tipo de medidas ya las han puesto en marcha muchas empresas pequeñas, pero también grandes corporaciones internacionales. Hay muchos casos en Europa y en el resto del mundo; y también lo han hecho empresas españolas.

Pero hay algunos sectores o empresas que no podrán adaptarse a los cambios. Para éstos hay que prever y adoptar medidas desde el ámbito político e institucional porque en ellos hay empresas y trabajadores que pueden quedar en situación de vulnerabilidad si no acceden a otro puesto de trabajo. Asimismo, hay que tener en cuenta la repercusión económica y social en las zonas donde se concentra este tipo de empresas e instalaciones, que dependen en gran medida de las mismas y que necesitan opciones de desarrollo alternativo.

Para que la sustitución del actual parque de generación eléctrica se realice a través de una Transición energética Justa, es necesario considerar algunos factores fundamentales: por una parte, las actividades económicas implicadas, especialmente el empleo afectado; y el impacto territorial.

Los sectores directa y principalmente afectados serán los relacionados con el sector energético y principalmente los que usan combustibles fósiles. Puede haber otros sectores afectados en el ámbito de la movilidad, pero sus efectos serán diferentes y a medio y largo plazo. En cuanto al empleo afectado, se ha de tener en cuenta tanto el empleo directo como el indirecto y el inducido, estableciendo medidas para su mantenimiento o crecimiento tanto en cantidad como en calidad.

En el impacto territorial, es necesario considerar que la minería y las centrales térmicas o nucleares que puedan verse afectadas por el cese de la producción o el cambio de tecnología de la instalación, generan en sus comarcas no sólo empleo directo o indirecto sino empleo inducido. Por tanto, su cierre conllevaría una disminución de la actividad económica, industrial y comercial a nivel territorial, así como de los ingresos de las Administraciones Locales que, a su vez, reinvirtiendo esos ingresos, generan riqueza en la localidad.

7.1.2. PROPUESTAS PARA PROMOVER UNA TRANSICIÓN JUSTA

Las medidas a adoptar para abordar el impacto laboral y territorial para una Transición Justa se deberían desarrollar partiendo en primer lugar del diagnóstico y la elaboración de *planes estratégicos* desde los diferentes ámbitos de actuación de las Administraciones Públicas, para las instalaciones potencialmente afectadas y por zonas territoriales; y, en segundo lugar, dotando de recursos dichos planes a través de la elaboración de instrumentos de financiación.

En este sentido, cabe destacar que en la actualidad ya existen planes específicos que vienen aplicándose desde hace varios años en los sectores de la minería del carbón y asignaciones para el desarrollo socioeconómico de los municipios afectados por la presencia de centrales nucleares.

En cada plan estratégico habrán de evaluarse potenciales efectos y riesgos socioeconómicos de la restructuración/reconversión de las actividades productivas de cada zona territorial previsiblemente afectada.

Cada plan estratégico, a su vez, debería analizar los recursos e instrumentos para paliar los efectos negativos en el empleo y optimizar y maximizar las oportunidades de creación de empleo a través de posibles medidas relacionadas con:

- Estrategias de apoyo a políticas industriales, territoriales y/o sectoriales.
- Reactivación económica de zonas afectadas con intervención e inversiones públicas y privadas.
- Adecuación de la formación y capacitación de los colectivos laborales, dirigida a los nuevos sectores emergentes que se instalen.
- Protección social específica.

Cada plan estratégico establecería un ámbito de actuación que coordinara y diera coherencia a la intervención de las distintas Administraciones Públicas y que podría negociarse dentro del marco del Diálogo Social.

Dentro de cada plan estratégico zonal, se podría incluir un plan específico de actuación de las empresas en las que se prevea un cierre o reconversión. Dicho plan específico podría incluir medidas concretas de formación y recolocación de los trabajadores afectados.

En este sentido, sería conveniente que la reconversión, sustitución o cierre de una instalación viniera acompañada de la presentación, por parte de las empresas propietarias, de un plan de recolocación y empleo para dichos trabajadores.

7.1.3. FINANCIACIÓN

La aplicación de las medidas para mitigar el impacto y el desarrollo de los planes estratégicos zonales necesitará dotación económica e instrumentos de financiación, que podrían proceder de:

- Los específicos existentes (europeos y nacionales)
- Los que se están debatiendo crear en la Unión Europea en relación con la transición energética.

Para la financiación de los proyectos o ayudas a empresas podría primarse el empleo creado, las condiciones de dicho empleo y su permanencia.

7.1.4. GESTIÓN DE LA TRANSICIÓN JUSTA

La elaboración y aplicación de cada plan estratégico territorial, así como la ejecución y gestión de las medidas derivadas del mismo, debe configurarse con el acuerdo de las diferentes Administraciones Públicas conforme a sus competencias.

En la elaboración, seguimiento y evaluación de los planes y medidas será necesaria la participación de los interlocutores sociales.

7.2. POBREZA ENERGÉTICA

La dimensión social de la Transición energética debe complementarse con el mantenimiento y, en su caso, el refuerzo de medidas de transparencia y protección de los consumidores y, en particular, con medidas de apoyo a los consumidores considerados vulnerables. Hay que tener en cuenta que, en un proceso de descarbonización como el que se plantea en los escenarios considerados por esta Comisión, la incorporación de una señal económica para reducir las emisiones de CO_2, así como el coste de apoyo necesario a tecnologías emergentes, en su caso, pueden suponer un aumento de los costes privados de la energía, en algunos casos además con efectos regresivos sobre los consumidores. Por tanto, podrían acentuarse algunas de las situaciones de vulnerabilidad identificadas ya en el sector energético español. Así pues, esta Comisión considera conveniente efectuar algunas recomendaciones al respecto.

Se estima que, en 2016, un 9,2% de la población española no pudo mantener su vivienda a la temperatura adecuada, en estrecha relación con la grave dificultad para hacer frente al pago de los suministros energéticos de su vivienda [1]. Otros indicadores de pobreza energética [2] muestran cifras similares. El motivo principal de esta situación, aunque evidentemente acentuada por características específicas del sector, como la falta de eficiencia energética de las viviendas vulnerables, o los acusados incrementos que han experimentado en los últimos años los precios de la energía, es la insuficiencia de las rentas familiares. Por ello, realmente puede decirse que la pobreza energética es, en general, una manifestación más de la pobreza. Las medidas para actuar contra ella deberían enmarcarse, por tanto, en una estrategia general de lucha contra la pobreza.

En este sentido, aunque siendo conscientes del fundamento legal en el artículo 3.2 de la Directiva 2009/72/CE que ampara la imposición de obligaciones de servicio público a las empresas eléctricas, debería reflexionarse sobre la posibilidad de su financiación a través de los Presupuestos Generales del Estado, adoptando las medidas que se consideren pertinentes sobre ingresos y gastos.

[1] Véase la plataforma *online* del Observatorio Europeo de Pobreza Energética. [https://www.energypoverty.eu/]

[2] El Comité Económico y Social Europeo (CESE, 2013), en su comunicación "Por una acción europea coordinada para prevenir y combatir la pobreza energética" (2013/C 341/05), propuso la siguiente definición para la pobreza energética: "la dificultad o la incapacidad de mantener la vivienda en unas condiciones adecuadas de temperatura, así como de disponer de otros servicios energéticos esenciales a un precio razonable".

En cualquier caso, la posible incidencia, ya mencionada, del proceso de descarbonización, así como la posibilidad de luchar contra este problema de forma localizada y efectiva, pueden hacer conveniente plantear medidas específicas, algunas ya existentes.

Además de que, como se señaló en el capítulo de este Informe dedicado a la eficiencia energética, el tratamiento de la pobreza energética está en parte vinculado a la renovación del parque de viviendas, y a la aplicación con carácter preferente a estos colectivos vulnerables de las actuaciones públicas en materia de ahorro y eficiencia energética, es necesario acompañar el proceso de Transición con un nivel de protección adecuado a los consumidores vulnerables. Así se contempla en la Propuesta de Directiva sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, donde la pobreza energética se trata en el contexto del papel central que se desea asignar a los consumidores en el mercado[3].

La regulación de la protección a consumidores vulnerables en España se encuentra actualmente en un proceso de cambio desde la anterior regulación del bono social hacia la nueva regulación establecida en el Real Decreto-Ley 7/2016, que modificaba la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico para adaptar la regulación del bono social a la nueva situación tras las sentencias del Tribunal Supremo que declararon inaplicable el régimen de financiación previo. El desarrollo normativo posterior se estableció en el Real Decreto 897/2017 y en la Orden ETU/943/2017. Aún es pronto para evaluar los efectos reales de la nueva regulación, pero es importante que este nuevo esquema sirva para aumentar la transparencia sobre la implementación y los efectos del bono social. En cualquier caso, sí se pueden señalar algunos elementos que podrían considerarse a corto y medio plazo[4] para mejorar la protección actual a los consumidores vulnerables:

- En primer lugar, y como ya se ha planteado en el Capítulo 2.2 de este Informe, se recomienda eliminar de los peajes de acceso de gas y electricidad los conceptos no relacionados con la producción y el suministro de energía; o, si se mantienen, se recomienda imputarlos con fórmulas no regresivas.
- En segundo lugar, se recomienda considerar la extensión de la protección a los consumidores vulnerables al conjunto de suministros energéticos de los hogares, con las adaptaciones que sean necesarias a las características de cada fuente energética, pero con similares criterios de concesión de la protección (renta, número de miembros de la unidad familiar, minusvalías, etc.), estableciendo un Bono Social Energético, que incorpore de manera coordinada y coherente las distintitas medidas de lucha contra la pobreza energética. Según la Encuesta de Presupuestos Familiares, en 2015 el gasto en electricidad supone únicamente un 62% del gasto energético de los hogares, por lo que una protección exclusiva al consumidor eléctrico deja fuera a otros potenciales consumidores vulnerables,

[3] Además de los considerandos 39 a 41, el artículo 5 establece algunas condiciones y plazos para las intervenciones públicas en la fijación de precios para el suministro de electricidad a los clientes domésticos en situación de *pobreza energética* o considerados *vulnerables*; mientras que los artículos 28 y 29 tratan sobre los consumidores vulnerables y la pobreza energética, respectivamente.

[4] A más largo plazo, podría considerarse también la posibilidad de que los descuentos ofrecidos actualmente en el bono social pudieran adaptarse a las necesidades reales de las familias, en función de la renta y de las tipologías constructivas, o incluso vehicular las ayudas en forma de cheques energéticos, de forma que se mantenga la señal a la eficiencia energética.

incluso considerando la protección ya establecida mediante el precio regulado de la bombona de butano.

- En este sentido, y si bien los consumidores vulnerables severos ya están protegidos contra el corte de suministro, especialmente en período invernal, por la actual regulación, sería conveniente garantizar la protección efectiva frente al corte de suministro de todos los consumidores energéticos vulnerables, siempre que se haga de forma que se prevengan comportamientos oportunistas.
- Finalmente, se recomienda evaluar cuidadosamente los colectivos que se incluyen dentro de la protección para consumidores vulnerables. Si bien es cierto que hasta la aprobación del Real Decreto 897/2017 actualmente en vigor no se introduce explícitamente el criterio de renta para ser considerado beneficiario del bono social, la norma sigue incluyendo entre los mismos a algunos colectivos independientemente de su poder adquisitivo, lo que puede generar ayudas innecesarias para consumidores no vulnerables[5].

Es también muy importante que los consumidores estén plenamente informados de las condiciones que les dan derecho a la prestación del bono social, además de que el asesoramiento e información a los consumidores acerca de medidas de eficiencia energética es especialmente relevante entre el colectivo de consumidores vulnerables. A este respecto, medidas como las planteadas en Francia de auditorías energéticas gratuitas para los hogares vulnerables podrían tener un impacto muy favorable.

[5] A esto se suma el hecho de que los límites de consumo establecidos en la normativa para colectivos como las familias numerosas son proporcionalmente superiores a los de otras familias.

8. REFLEXIONES SOBRE LA GOBERNANZA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

8. REFLEXIONES SOBRE LA GOBERNANZA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Los objetivos de política climática de la Unión de la Energía de la UE a 2030 (y 2050) inciden de forma esencial en el sistema de abastecimiento y operación de los distintos vectores energéticos de los Estados Miembros. Implicarán además a todos los sectores de actividad económica y al modo de vida de los ciudadanos. Para llevar esos objetivos a efecto es necesaria una transición ordenada de todos los sectores económicos, mediante políticas, planes y metas a conseguir que se deben sustentar mediante un modelo de gobernanza robusta y con actuaciones coherentes y coordinadas a escala de toda la Unión y de cada Estado. Algo evidentemente complejo.

Al hablar de Transición Energética nos referimos a un proceso de transformación dinámico caracterizado fundamentalmente: i) por la incertidumbre que afecta a las tecnologías que liderarán el cambio hacia un futuro abastecimiento de energía descarbonizado; ii) por la existencia de múltiples actores involucrados —empresas productoras, consumidores, territorios, organismos reguladores, administraciones públicas autonómicas y locales (con sus respectivas competencias), interlocutores sociales, colectivos vulnerables, etc.-; iii) por la necesidad de acumular nuevos conocimientos teóricos y aplicados; y iv) por el hecho de que cualquier intervención hecha hoy puede acarrear cambios irreversibles para el futuro, por lo que los intereses intergeneracionales y la solidaridad deben estar en el núcleo de cualquier toma de decisiones.

Por "modelo o sistema de Gobernanza" nos referimos específicamente a todo el amplio espacio de toma de decisiones que conlleva el marco de actuación de la Transición energética: desde sus instrumentos de planificación, a cómo definir los niveles estratégicos donde tomar las decisiones, y a cómo debe compartirse la información entre todos los agentes involucrados de tal manera que sea un proceso orientado, con una estrategia ordenada, bien documentado, evaluado permanentemente y lo más democrático y transparente posible, dada su trascendencia.

En el denominado "Paquete de Invierno: "Energía limpia para todos los europeos", presentado en noviembre de 2016, la Comisión Europea estableció una propuesta de Reglamento[1] relativo a la gobernanza de la Unión de la Energía, en el que se articulan los objetivos, mecanismos, plazos y frecuencias de dicho proceso de gobierno, reconociendo el

[1] Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la gobernanza de la Unión de la Energía y por el que se modifican la Directiva 94/22/CE, la Directiva 98/70/CE, la Directiva 2009/31/CE, el Reglamento (CE) n.º 663/2009, el Reglamento (CE) n.º 715/2009, la Directiva 2009/73/CE, la Directiva 2009/119/CE del Consejo, la Directiva 2010/31/UE, la Directiva 2012/27/UE, la Directiva 2013/30/UE y la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013

principio de subsidiariedad[2]. Esta propuesta, a expensas de su aprobación, puede ser una buena referencia para realizar algunas reflexiones sobre las características del modelo de gobernanza del que se deberá dotar España para responder a los requerimientos de la UE y lograr el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el largo, medio y corto plazo.

Ese Reglamento, eje central sobre el que debe girar cualquier esquema de gobernanza, se construye sobre dos pilares esenciales:

- La obligación de planificar, notificar y seguir unos objetivos y metas de acuerdo con un modelo y con unos esquemas de racionalización e integración.
- La garantía de una puntualidad, transparencia, seguimiento, exactitud, coherencia, comparabilidad y exhaustividad de la notificación entre los Estados miembros y la Comisión.

Este documento pretende aportar algunas ideas a las perspectivas que están surgiendo sobre cómo España puede potenciar su propio modelo y cumplir no obstante plenamente con aquel Reglamento abarcando las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: seguridad energética, mercado interior, eficiencia energética, descarbonización e investigación innovación y competitividad.

Elementos o principio básicos del modelo de Gobernanza

A la vista de la experiencia de algunos países de nuestro entorno europeo[3], parece aconsejable que la Transición energética en España, se base en unos pilares o elementos que se analizan a continuación[4]. Sería deseable que los futuros Gobiernos que se sucedan en nuestro país compartieran dichos elementos básicos, de modo que mantengan los compromisos con los objetivos y las estrategias.

- Una **narrativa** propia, inteligible por todos, en la que se expliquen las transformaciones que la Transición va a suponer a medio y largo plazo en sectores próximos a la energía o transversales —transporte, industria, edificación, etc.— y las implicaciones que de ello se pueden derivar sobre toda la economía, el empleo, las nuevas exigencias de capacitación y formación, el impacto territorial, … en definitiva, sobre toda la sociedad. La iniciativa en la elaboración de la narrativa debe corresponder al Gobierno del Estado, que actuaría como catalizador y coordinador de las estrategias con CCAA y autoridades municipales.

[2] El principio de subsidiariedad pretende determinar el nivel de intervención más pertinente en los ámbitos de las competencias compartidas entre la UE y los Estados miembros. Se puede tratar de una acción a escala europea, nacional o local. En cualquier caso, la UE sólo puede intervenir cuando su actuación sea más eficaz que la de los países de la UE a escala nacional o local.

[3] Las referencias fundamentales de resultados y doctrina al respecto son el Reino Unido, los Países Bajos, Alemania, Francia y los EE.UU.
[http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.665.2364&rep=rep1&type=pdf]

Casos interesantes:

- http://www.governance-platform.org/en/trialogs/energytransition/
- https://www.utwente.nl/en/bms/cstm/research/energy-transit/#the-field

[4] http://www.strategie.gouv.fr/point-de-vue/une-europe-leader-de-transition-energetique

- También sería deseable que la Transición sea **inclusiva y participativa**. Dada la magnitud de los cambios que supondrá el proceso de Transición en el modelo y estructuras económicas del país a medio y largo plazo, la definición de la estrategia nacional de descarbonización, su elaboración y seguimiento, debe estar abierta a la participación de los diferentes sectores económicos y a la sociedad en general (empresas, ciudadanos, gobiernos autonómicos y locales, interlocutores sociales, etc.). Ello implica también reforzar los mecanismos de colaboración entre las administraciones públicas a escala territorial y local. Por otro lado, hace imprescindible un alto grado de transparencia y una comunicación adecuada, que permita a los ciudadanos compartir los objetivos y las estrategias. De acuerdo con el Reglamento de la UE, es necesario que se realice un proceso de consulta pública con el objetivo de garantizar que los ciudadanos tienen posibilidades reales de participar desde el principio en la preparación del plan de forma que sus opiniones puedan integrarse efectivamente en dicho plan. De igual manera, no puede olvidarse la perspectiva de colaboración regional con los Estados vecinos conforme a la cual deben considerarse las oportunidades de cooperación regional y consultar a los Estados miembros vecinos.
- Que sea **justa y equitativa**. Que no deje a nadie atrás en el camino hacia la consecución de los objetivos.
- Que sea **eficiente y eficaz** de cara al cumplimiento de los compromisos internacionales en cuanto a energía y clima se refiere.

Sobre la base de esos principios, es conveniente que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima que debe elaborarse en cumplimiento de la Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a la gobernanza de la Unión de la Energía, cumpla con estos principios y goce del mayor consenso y difusión. Además, aunque el Reglamento refleja la conveniencia de permitir cierto grado de discrecionalidad a los Estados para reflejar sus preferencias y sus especificidades, no puede olvidarse que dicha discrecionalidad está tasada en límites estrictos a fin de asegurar que todos los planes nacionales sean lo suficientemente exhaustivos y de facilitar su comparación y agregación.

Instrumentos para abordar la Transición

Los instrumentos para abordar la Transición energética han de centrarse en programar y proyectar por etapas los grandes retos estratégicos de la Transición Energética (objetivos cuantitativos a cumplir, definición de herramientas, cuantificación de inversiones, etc.). En España, el instrumento esencial será la anunciada Ley de Transición Energética y Cambio Climático.

A modo de referencia, en los países de nuestro entorno que ya disponen un marco jurídico para la Transición Energética, estos instrumentos se han conformado, en su generalidad, en torno a grandes líneas de actuación horizontales y verticales entre las que podemos enumerar las siguientes[5]:

[5] https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte
http://fr.boell.org/sites/default/files/transition_energetique_-_comment_fait_lallemagne_-v_boulanger.pdf

- Programas plurianuales integrados de cobertura de la demanda de energía, con horizonte temporal de medio plazo. Estos programas tienen diversas acepciones en distintos países[6], pero su función principal es vincular los planes y objetivos de medio y corto plazo con la visión de largo plazo que ha de culminar en el cumplimiento de objetivos.
- Estrategias de movilidad limpia y sostenible.
- Planes de desarrollo e introducción de energías renovables.
- Planes de mejoras de eficiencia energética en edificios y reducción del consumo.
- Estrategias nacionales de I+D ligadas a objetivos o misiones concretos de la Transición Energética y donde se potencia el papel de las universidades como motores de la innovación, la creatividad en la industria y la generación de empleo de calidad en el tejido productivo.
- Políticas industriales específicas orientadas a la adaptación de las empresas a los retos de la descarbonización.
- Planes y trayectorias innovadoras de educación profesional, superior y de capacitación laboral continua, coordinados con los diferentes espacios europeos de educación.

En este sentido, se ha de subrayar que las energías renovables y los nuevos paradigmas de movilidad sostenible y eficiencia energética pueden generar muchos puestos de trabajo que requieren un nivel de conocimientos aplicados y capacitación importante, por lo que el esfuerzo a escala de la UE debe ser intensificado y homogeneizado para potenciar el intercambio de conocimientos y experiencias.

En este informe, en capítulos previos, ya se han hecho propuestas específicas sobre algunos de estos aspectos, tales como movilidad sostenible, eficiencia e instrumentos que faciliten la penetración de energías renovables. Sobre otras, como las estrategias de ciencia y tecnología, cabe señalar que el carácter multidimensional de los cambios necesarios para facilitar el proceso de transición energética debe también reflejarse en una estrategia amplia y con dotación económica suficiente de apoyo a las actividades de I+D+i en las distintas áreas de conocimiento involucradas y en una coordinación eficaz de los esfuerzos de los centros tecnológicos y de I+D nacionales.

Elementos de seguimiento y evaluación para dar soporte al modelo de gobernanza

Para optimizar la toma decisiones -prever las oportunidades y minimizar los riesgos- en las diversas etapas de la Transición energética, es necesario disponer de procedimientos rigurosos de **seguimiento y evaluación** de los resultados. Existen distintos diseños que permiten analizar y cuantificar el cumplimiento de objetivos.

Dada la magnitud de la información vinculada a la Transición energética, sería conveniente que existiese un portal en el que se sistematizara la información relevante. La disponibilidad de información y datos digitales es un instrumento básico para la formulación de políticas

6 Integrated Energy Policy Report (California), Committee on Climate Change. Corporate and Business Plan 2016-2019 (RU), Stratégie Nationale Bas-Carbone (Francia), Programmation pluriannuelle de l'énergie (Francia), National Environmental Policy Plan (Países Bajos), Erneuerbaren Energien Gesetz (Alemania), Stratégie Énergétique 2050 (Suiza), etc.

sólidas, pero también para avanzar en la comprensión pública del sector energético y su interacción con la economía y el medioambiente[7].

Sin que ello conlleve crear agencias especializadas, este es un asunto que requeriría de atención por parte de los ministerios afectados a fin de que se ponga a disposición de la sociedad toda la información relevante relacionada con la Transición y que el órgano administrativo competente sea capaz de proceder con una evaluación rigurosa, independiente y continuada, para lo que debe contar con los medios y la dotación adecuadas.

Por otro lado, también podría ser conveniente que el Gobierno contara con el apoyo de un **Consejo para la Transición Energética y el Cambio Climático**[8], integrado por personas competentes en las diferentes materias que afectan a la Transición Energética, y cuyas funciones de carácter general, entre otras, podrían ser:

- Velar por la calidad, disponibilidad, alcance y rigor de la información sobre la Transición Energética y el Cambio Climático, así como de las prestaciones del sistema que lo soporta.
- Efectuar periódicamente un ejercicio de prospectiva para analizar la trayectoria que puede seguir el grado de cumplimiento de los objetivos de descarbonización de nuestra economía.
- Aconsejar sobre el curso de las estrategias que tienen que ver con la Transición Energética y el Cambio Climático y hacer propuestas acerca de cómo abordar posibles desviaciones de los objetivos.
- Canalizar las consultas públicas y las consultas regionales que prevé el Reglamento de Gobernanza y propiciar el dialogo con empresas y consumidores en materia de políticas energéticas y de cambio climático.
- Informar sobre los progresos realizados en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Contribuir con evaluaciones, informes periódicos y recomendaciones al seguimiento de los ejercicios de actualización de los planes nacionales integrados de energía y clima, así como analizar la trayectoria que puede seguir el abastecimiento energético de España, su seguridad de suministro, la efectiva integración del mercado único de la energía mediante el desarrollo de las interconexiones, su competitividad a escala europea y el grado de cumplimiento de la descarbonización objetivo de nuestra economía.

El Consejo para la Transición Energética y el Cambio Climático ha de ser capaz de proceder a una evaluación rigurosa, independiente y continuada, para lo que debe contar con los medios y la dotación presupuestaria adecuados.

7 A ese respecto, en algunos países existen agencias especializadas, siendo tal vez el caso más significativo el de Estados Unidos con la Energy Information Administration (EIA).

8 https://www.theccc.org.uk/ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/comite-leconomie-verte

http://www.energy.ca.gov/commission/orgchart.html

VOTOS PARTICULARES

VOTO PARTICULAR PRESENTADO POR D. JORGE SANZ OLIVA

D. Jorge Sanz Oliva presenta el siguiente voto particular al anexo 2.2.4 del capítulo 2.2 y al capítulo 3.2 dedicado a los recursos distribuidos y a la agregación de la demanda. No se trata de un voto de discrepancia respecto de lo acordado por la Comisión de Expertos, sino de un voto que pretende explicar mejor por qué se propone que la supresión del cargo transitorio definido en el Real Decreto 900/2015 tenga lugar conjuntamente con la revisión de los peajes de acceso eléctricos y en el plazo de tiempo más breve posible.

Como se explica en el anexo 2.2.4 del Informe, el actual diseño de los peajes de acceso supone una subvención implícita al autoconsumo. La subvención se materializa a través de la no contribución de los autoconsumidores a una parte relevante de los costes fijos del sistema eléctrico; en concreto, aquéllos que se financian a través de: i) el término variable de los peajes; ii) aportaciones de los comercializadores (que éstos transfieren a sus consumidores); y iii) impuestos y peajes que pagan los generadores (y que se reflejan en sus ofertas y en el precio del mercado, de modo que se repercuten a los consumidores que toman su electricidad de la red).

También se explica en dicho anexo que, en el caso del autoconsumo, esta distorsión se puede evitar mediante la aplicación de un mecanismo compensatorio (tipo cargo o peaje) que recoja los costes no pagados por el autoconsumidor. En el caso español, este mecanismo es el denominado cargo transitorio definido en el Real Decreto 900/2015.

Actualmente, su función es relevante en la medida en que evita transferencias de renta entre consumidores, generalmente regresivas, y desincentiva inversiones ineficientes que incrementan el coste total del suministro eléctrico.

- Tal y como se señala en el anexo 2.2.4 y en aplicación del artículo 19 de la Ley 24/2013, los costes fijos no abonados por los autoconsumidores terminan siendo pagados por el resto de consumidores a través de posteriores subidas de los peajes de acceso. En la medida en que los autoconsumidores se corresponden con consumidores domésticos propietarios de casas unifamiliares y con instalaciones industriales y comerciales, mientras que los consumidores que no pueden instalar paneles viven mayoritariamente en casas de pisos y tienen un poder adquisitivo inferior, el diseño actual de los peajes de acceso da lugar a una transferencia de renta regresiva a través del autoconsumo eléctrico.
- El cargo transitorio desincentiva inversiones que, en las actuales circunstancias, son ineficientes. Para ello, basta con comparar el coste de generar electricidad con un panel solar en un tejado de una casa versus el coste de hacerlo en una granja solar

fotovoltaica. A pesar de que la generación distribuida puede evitar pérdidas de energía eléctrica que se producen en el transporte y distribución de la electricidad (en realidad, sólo se evitan en las fases iniciales de desarrollo de la generación distribuida), el valor de éstas es insuficiente para compensar los menores costes relativos que tienen las granjas solares, que se derivan de las economías de escala y de la capacidad de optimizar emplazamientos (y, por tanto, de aprovechar un mayor número de horas de funcionamiento).

Sin embargo, aunque el cargo transitorio cumple indiscutiblemente una función, la situación actual no es sostenible indefinidamente en el tiempo.

En primer lugar, por las propias características del cargo transitorio, que exige fiscalizar lo que ocurre dentro del espacio privado del consumidor para gravarlo; lo que ha dado lugar a un importante rechazo social y político.

En segundo lugar, porque el actual diseño de los peajes de acceso encarece artificialmente la electricidad frente a otras opciones alternativas (derivados del petróleo y gas natural), desincentivando el proceso de electrificación de la economía y dificultando que se alcancen los objetivos comprometidos en materia de descarbonización utilizando las energías renovables más eficientes.

Es por ello que, en opinión de este vocal, han de abordarse a la mayor brevedad posible y de forma conjunta la revisión de los peajes de acceso eléctricos y la supresión del cargo transitorio definido en el Real Decreto 900/2015, tal y como se propone en el Informe de la Comisión de Expertos.

VOTO PARTICULAR PRESENTADO POR D. JORGE SANZ OLIVA

D. Jorge Sanz Oliva presenta el siguiente voto particular al anexo sobre energía nuclear incluido en el capítulo 1 de Escenarios. No se trata de un voto de discrepancia respecto de lo acordado por la Comisión de Expertos, sino de un voto que pretende poner de manifiesto uno de los elementos que pueden ser determinantes sobre la decisión de extensión o no de la vida útil de las centrales nucleares en España.

Tal y como se analiza en los escenarios simulados en el capítulo 1.B del Informe, el potencial cierre de las centrales nucleares tiene una serie de implicaciones que el Gobierno habrá de valorar de cara a una eventual extensión de vida, una vez cumplidos los 40 años de funcionamiento.

En el caso de que el Gobierno optase por la continuidad de la explotación de las centrales, los titulares de éstas habrán de hacer frente a las inversiones que exija el Consejo de Seguridad Nuclear para garantizar un funcionamiento de las instalaciones en condiciones de seguridad. La recuperación de dichas inversiones estará sometida a los siguientes factores de incertidumbre:

a. Incertidumbres políticas asociadas a los compromisos que figuran actualmente en los programas electorales de varios partidos.
b. Incertidumbres económicas asociadas a la financiación del posible desequilibrio entre los ingresos y los gastos necesarios para cubrir el futuro desmantelamiento y gestión de los residuos radioactivos.
c. Incertidumbres económicas relacionadas con la actual fiscalidad que grava las actividades de generación y almacenamiento de los residuos radioactivos.

Para que la eventual extensión de vida de las centrales nucleares pueda tener lugar, es necesario un marco político y económico estable que reduzca estas incertidumbres, de manera que las empresas titulares de las centrales puedan acometer las inversiones en base a una previsión de recuperación de las mismas con una rentabilidad razonable.

VOTO PARTICULAR PRESENTADO POR D. JORGE ARAGÓN MEDINA

El sentido de este voto particular es explicar mi abstención en la votación final del informe *Análisis y propuestas para la descarbonización de la economía española*, de la Comisión de Expertos sobre Escenarios de Transición Energética, compartiendo la importancia de los compromisos adoptados en el Acuerdo de Paris, que guían sus análisis y propuestas, y desde una posición de apoyo general a su contenido.

Una posición que considero compatible con la necesidad de expresar mi desacuerdo con algunos análisis específicos que se llevan a cabo en el documento, y por la ausencia de temas que creo de especial relevancia. Unas consideraciones que he manifestado en las votaciones parciales de sus capítulos, con mi voto en contra en el apartado de Señales de inversión a largo plazo del capítulo de Propuestas para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico, o con mi abstención en los apartados de Transición justa, por su notable insuficiencia, Recursos distribuidos y agregación de la demanda, Movilidad sostenible, y en el anexo al capítulo 1 sobre la Energía nuclear.

Las reflexiones expresadas en este voto particular parten de reconocer el interés y también las limitaciones del trabajo que hemos llevado a cabo pero, sobre todo, quieren ser una llamada de atención sobre la necesidad de fomentar y profundizar en el futuro en espacios de reflexión y propuesta, más amplios en sus contenidos y más abiertos en su participación a los encomendados a esta Comisión. Me parecen requisitos básicos e imprescindibles para promover una transición energética hacia un desarrollo medioambientalmente sostenible, más eficiente económicamente y socialmente inclusivo, y que solo será posible con la convocatoria, la participación y el compromiso del conjunto de la sociedad.

SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

1. En el debate de la Comisión de expertos y en la redacción del informe final se ha obviado un análisis en profundidad de los fundamentos del actual diseño de mercado eléctrico y sus principales disfunciones en relación a la formación de precios y el "mix energético", a pesar de ser un factor de gran importancia para impulsar los objetivos de descarbonización.

2. El informe parte de la consideración axiomática de que el diseño del mercado en el marco de la transición energética "ha de respetar el contexto actual en la determinación de precios", ya que "la determinación de los precios de la energía en el mercado diario de la gran mayoría de países de la UE se realiza mediante la aplicación del algoritmo común

(EUPHEMIA)". Se ha obviado, así, analizar y debatir tanto las limitaciones y disfunciones que se producen en el ámbito europeo como, especialmente, reflexionar sobre las singularidades del parque de generación en España, desde su puesta en marcha y su desarrollo posterior, y las características específicas del funcionamiento del mercado eléctrico en España.

3. España, como la mayor parte de los mercados europeos, ha optado por una determinación marginalista del precio en los mercados mayoristas, pero su funcionamiento, como ya hemos manifestado, no resulta satisfactorio.

   Varios son los factores que ponen en entredicho el funcionamiento de este mercado, que se deben a la realidad en la que se desenvuelve el mercado español: su estructura de generación, el desarrollo de los mercados a plazo, la participación de las energías renovables o la situación de las interconexiones, entre otras. Siendo uno de los elementos que con más fuerza condiciona el actual mercado el desarrollo diferenciador del tratamiento en las amortizaciones de las centrales de generación.

   La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico procedió a la creación de instrumentos para la liberalización, siendo la "creación del mercado" uno de los elementos centrales de la ley, un mercado mayorista *spot.* Previamente, como contrapartida a la introducción de la competencia, se firmó un acuerdo -"El Protocolo eléctrico"- que estableció un periodo de diez años en el que, hasta el pleno funcionamiento del nuevo sistema, se garantizaba a las empresas la cobertura de los costes derivados del proceso –los denominados Costes de Transición a la Competencia (CTC)- fundamentalmente los costes de amortización pendiente de las centrales en funcionamiento (1,73 billones de pesetas), componentes de la factura eléctrica hasta 2006 y visibles en la tarifa hasta el año 2012.

   Producto de ello, nos encontramos con un mercado donde compiten centrales donde vía CTC se les ha pagado sus costes de amortización, que representan la mayoría de sus costes fijos, con otras centrales que no han recibido dichos pagos, las centrales construidas a partir de 1996. Si a ello añadimos que una parte de esas centrales, con sus costes fijos ya amortizados, tienen costes variables muy bajos (hidráulicas, nucleares) frente a otras con costes variables más altos y/o con costes fijos medios sin amortizar (principalmente centrales térmicas y ciclos combinados), nos encontramos ante una situación de desigualdad para competir que no resuelve este tipo de mercado, porque sitúa a determinadas centrales en una situación de inferioridad en su posición competitiva y a otras en una situación de "sobre beneficios" que obtienen sus propietarios a costa del usuario, creando disfunciones e invalidando el tipo de mercado existente como un mercado en competencia.

4. Otra disfunción o carencia del actual mercado es el escaso desarrollo de los mercados a plazo. Actualmente el mercado *spot* diario en España concentra el 80% de la electricidad demandada, mientras que los contratos bilaterales están presentes en un porcentaje mínimo. Esta situación contrasta con la de los países de nuestro entorno en la UE. Aunque este tema se aborda en el informe, se hace de manera bastante marginal. Es necesario hacer un mayor hincapié en la necesidad de potenciar el mercado mayorista a plazo y la

contratación bilateral, que pueden moderar la volatilidad de los precios de la electricidad.

5. También es necesario estudiar la situación de los agentes que intervienen en el mercado, porque si bien se ha liberalizado el sector no se ha mejorado de forma real la competencia. Actualmente en el mercado cinco grandes empresas copan el 80% de la generación, el 100% de la distribución y el 90% de la comercialización, expresando una situación de oligopolio que genera de forma permanente tendencias a prácticas colusivas con la competencia y abuso de la posición de dominio.

6. Si a ello sumamos que, a partir de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE) el Estado renunció a la planificación del sector y al mismo tiempo privatizó el 100% de su participación en empresas del mismo, por lo que carece, como agente, de capacidad para participar en el mercado produciéndose de facto una situación de "secuestro del regulador". Quien determina las inversiones y las actuaciones en generación energética son principalmente las empresas eléctricas, que responden a intereses privados o de otros estados.

   La ausencia de capital público en las empresas de energía en España es una situación que no se produce en la gran mayoría de los países de nuestro entorno, donde el Estado participa no solamente de la planificación energética, sino también por la vía de la participación accionarial en las empresas que intervienen en el mercado (Italia, Francia, Alemania,)[1].

7. En el marco de la transición energética, en el que se camina hacia un mix eléctrico con un cada vez mayor peso de las tecnologías renovables, un sistema marginalista de conformación de precios no responde a las nuevas características de estas tecnologías, con costes de operación muy bajos y mayores costes de inversión.

   Esta situación nos lleva a considerar la necesidad de otras alternativas al mercado marginalista actual; en concreto, la posibilidad de que el *mercado sea de coste real o un mercado a coste marginal por cada una de las tecnologías*. El objetivo es que se determinen los costes fijos y variables de cada una de las tecnologías y sus márgenes de beneficio, y se establezca un precio por cada grupo homogéneo de tecnologías.

   Para ello es necesario valorar las diferentes opciones de mercado en términos de coste-beneficio, fundamentalmente, para los generadores, los consumidores y fomentar un funcionamiento eficiente del sistema en su conjunto. Esta evaluación del modelo de mercado y la formación de precios debe considerar tanto un escenario de corto plazo, asumiendo el grado actual de las interconexiones y la participación de los diferentes agentes, como el largo plazo, con unas interconexiones que permitan al mercado español integrarse adecuadamente en el mercado único europeo de la electricidad.

[1] Valga de ejemplo empresas como ENEL (Italia) 30% del capital y socio mayoritario; EDF (Francia) 85%; EnBW 100% y RWE 16% (Alemania).

Con este objetivo se hace necesaria una auditoría de costes del sistema eléctrico para cuantificar las disfunciones actuales en la conformación de precios y conocer los costes reales de cada tecnología, aumentando la transparencia y la sostenibilidad del sistema.

8. Estas medidas contribuirían a una reducción y estabilidad de los precios de la electricidad, que han seguido una trayectoria ascendente en los últimos años que resulta sorprendente dado el contexto de la debilidad de la actividad económica durante la crisis, que además parece mantenerse en el periodo actual de recuperación y que nada tienen que ver con la mayor o menor demanda, sino con otros factores ajenos a la misma. Además, se complementaría con las propuestas que se desarrollan en el informe de la Comisión de expertos en los ámbitos de fiscalidad y reordenación de los peajes y cargos que se imputan en la tarifa eléctrica.

9. Es necesario tener en cuenta que el tipo de mercado marginalista y generalista de tecnologías existente también produce disfunciones en la propuesta que sobre fiscalidad se presenta en este informe.

   Cabe compartir el principio que en el apartado de fiscalidad se establece: "el que contamina paga", y establecer un impuesto para aquellas fuentes de energía que emiten CO_2 y otros contaminantes atmosféricos. Un coste que en el caso del sector eléctrico será internalizado subiendo el coste de producción de los kilovatios por parte de las centrales que los generen.

   La anomalía se produce por el funcionamiento actual del mercado, al ser su funcionamiento a coste marginal independiente de la tecnología con que se genera. Sabemos que actualmente las centrales térmicas y ciclos combinados, que son las que tendrán un mayor coste por el impuesto, son a su vez las que casan el mercado, marcando el precio final. Pero, al ser un mercado marginalista, sin diferenciar tecnologías, el coste de generar CO_2 se trasladará al precio de todos los kilovatios, determinando el coste final para el usuario, dando una señal de que hay que pagar lo mismo por consumir electricidad de centrales con generación de CO_2 o sin ella, e invalidando el principio que se persigue.

   Paralelamente, el impuesto que se propone generaría una diferencia mayor entre beneficio y coste a aquellas centrales que, producto de su anterior amortización vía CTC, ya tienen "sobre beneficios", produciéndose un efecto en el sector eléctrico de que quien más se beneficia del establecimiento del impuesto del CO_2 son las empresas propietarias de centros de generación hidráulicos y nucleares, y no el consumidor.

10. En el apartado de Integración en el mercado de los distintos elementos de flexibilidad y en relación con la integración de las energías renovables es importante que, de cara al mantenimiento y fomento de un empleo estable y para promover su carácter local, la instalación de nueva potencia se realice de forma planificada y distribuida a lo largo del tiempo, evitando incrementos bruscos o largos periodos sin instalación de nueva potencia.

Por tanto, debería considerarse la conveniencia de establecer un sistema de subastas diferenciadas de tecnologías renovables (sistema vigente en Alemania, Francia, Dinamarca, Reino Unido, Italia, Portugal o Irlanda) para asegurar también la incorporación de tecnologías con capacidad de gestionabilidad o que aumenten la flexibilidad del sistema.

Igualmente sería recomendable la realización de subastas específicas para plantas de pequeño tamaño con el objetivo de diversificar agentes y de acercar la generación al consumidor doméstico e industrial, al margen del desarrollo específico del autoconsumo y, en definitiva, democratizar el sistema.

PRINCIPIOS A APLICAR PARA UNA REFORMA FISCAL DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

Desde una posición de apoyo global a las propuestas sobre la reforma de la fiscalidad de la energía que se realizan en el informe, y de acuerdo con el planteamiento de que los tributos son uno de los mecanismos más efectivos para internalizar las externalidades negativas asociadas al consumo de energía con combustibles fósiles, es necesario realizar observaciones concretas a algunos aspectos del mismo:

11. El informe plantea que no se debe dar lugar a un incremento de la presión fiscal e incluso señala que algunas de las propuestas son compatibles con reducirla, pero hay que tener en cuenta que hará falta un volumen importante de financiación para la transición energética (inversión en ciertas tecnologías renovables que necesitan apoyos durante algún tiempo y que tienen otros efectos económicos, ambientales y sociales beneficiosos, despliegue de infraestructuras para la electrificación del transporte o para la electrificación distribuida…..) y también para la transición justa para colectivos de trabajadores o zonas determinadas, por lo que la opción de aumentar globalmente la recaudación no debería excluirse. Se trata, además, de una restricción autoimpuesta en la medida en que la norma que regula la creación de esta Comisión solo indica que "si se proponen medidas presupuestarias, deberán ir acompañadas de las acciones tributarias o de otra índole para asegurar su financiación", sin excluir un aumento de la presión fiscal. Como señala el propio informe, España tiene una presión fiscal significativamente más baja que la media de los países de la zona Euro (más de 7 p.p. del PIB) y también, aunque no se indica en el informe, en la imposición medioambiental y energética.

    Paralelamente, hubiera sido deseable que se hubieran planteado las medidas fiscales en un escenario más amplio de reforma impositiva, que diera coherencia a la modificación de los tributos medioambientales y energéticos en el conjunto del sistema.

12. En el apartado de fiscalidad del informe se han realizado los cálculos de las repercusiones del cambio impositivo que se propone, obviando una serie de elementos que pueden afectar de forma importante a los costes en el futuro.

    Por una parte, se ha considerado el precio de las energías renovables a coste cero. Pero si bien su coste variable puede considerarse próximo a cero para determinadas

tecnologías, los costes fijos de amortización de las diferentes tecnologías de energías renovables pueden no ser cubiertos por la actual fórmula de cálculo. Además, se debería considerar la incorporación de tecnologías renovables que necesitarán una retribución por encima de mercado pero que servirán como tecnologías de respaldo (biomasa, biogás o solar termoeléctrica), por lo que se producirá un incremento de los costes de ayudas a las renovables no contemplado en la propuesta de fiscalidad recogida en este informe.

Por otra parte, no se contempla que una electrificación mayor de la economía puede significar un incremento de los costes de las infraestructuras eléctricas y de suministro, que repercutiría en el modelo presentado en un mayor incremento del coste de peajes.

Otro tema relevante, al que no se da solución en el informe, es el relacionado con los costes de desmantelamiento de las centrales nucleares. Los cálculos realizados arrojan un déficit elevado para afrontar su desmantelamiento. Para cubrir dichos costes, una medida que se podría contemplar sería que, para aquellas centrales con sobre beneficios, bajo autorización administrativa y que están amortizadas a través de los CTC (fundamentalmente hidráulicas y nucleares), el importe del impuesto del 7% que se propone eliminar en la producción de electricidad se sumase, en el caso del sector nuclear al fondo para el desmantelamiento de las centrales, y en al caso del sector hidráulico se destinase a un nuevo canon, dedicado a reducir los costes de inversiones en nuevas renovables e infraestructuras.

13. En determinadas actividades se plantean exenciones fiscales, coherentes en un escenario de transición energética para evitar impactos disruptivos en ellas, con efectos negativos en la competitividad y el empleo. Pero, en la medida que estamos analizando periodos de "transición" hacia una economía descarbonizada y más eficiente, debería analizarse y evaluar con especial atención su desarrollo para evitar que se "fosilicen" en el tiempo, permitiendo comportamientos ajenos o contrarios a los objetivos que se persiguen.

    Como he señalado anteriormente, esta reforma de la fiscalidad energética aun siendo relevante no soluciona todos los problemas de la economía de la energía. Hace falta complementarla con una profunda reforma del sistema de formación de precios del mercado, especialmente de la electricidad y del gas.

TRANSICIÓN JUSTA Y POBREZA ENERGÉTICA

La propuesta sobre transición energética justa que se recoge en el informe, si bien aborda los elementos principales a considerar -planificación, financiación y gestión- el desarrollo de los mismos se limita a enunciados declarativos y escasamente concretos y propositivos, lo que debilita el dar cumplimiento a sus objetivos de fomento de la cohesión económica, social y territorial, a través del mantenimiento y creación de empleo de calidad, evitando la desertización territorial.

Por ello, se deberían haber abordado medidas como las que a continuación se señalan:

14. En relación con la necesidad de *planificación*:
    - La determinación de los criterios a aplicar a las empresas propietarias de las instalaciones afectadas. Se debería garantizar que las empresas que quieran llevar a cabo el cierre o reconversión de centros de producción presenten:
        - Una petición de cierre o reconversión, que ha de ser autorizada por la administración para que no afecte a la seguridad del suministro
        - Y un plan de desmantelamiento dotado económicamente para cubrir las actuaciones medioambientales necesarias.
    - Es necesario que también se exija previamente al cierre un "Plan industrial y social" dotado económicamente que contemple:
        - La posible reconversión del centro de generación con tecnologías renovables o de carácter ambiental en el mismo centro o en el entorno. O la conversión en centros con otra actividad.
    - Un Plan de recolocación y empleo, que asegure el empleo directo en los diferentes centros de la empresa y el empleo indirecto con la subcontratación en otros centros. Si queremos realizar una transición justa maximizando las oportunidades de creación de empleo, es necesario exigir a los agentes que intervienen en el mercado, que además son escasos y con gran presencia tanto en la generación como en los sectores regulados de distribución y comercialización, que establezcan políticas de *Responsabilidad Social*, y que desde la Administración se fomente dichas políticas estableciendo medidas incentivadoras. Entre estas medidas se deberían incluir parámetros incentivadores en las subastas de nueva potencia a aquellas empresas que han reconvertido centros de generación o reubicado a sus trabajadores con políticas de manteniendo y creación de empleo, o que presentan propuestas de nuevos centros en localizaciones territoriales donde se ha producido cierres de centro de generación.

15. Al abordar el documento el tema de *financiación*, su lectura lleva a concluir que se cuenta más con los fondos que puedan crearse desde la UE, que con los que como país tenemos que desarrollar. Por ello, es necesario crear un "Fondo para la transición justa" que, además de las vías que se exponen, cuente con tres fuentes de financiación sobre las que tenemos como país capacidad de decisión:
    - Una dotación económica desde los Presupuestos Generales del Estado (PGE).
    - Una aportación de las empresas en reestructuración: En los costes de desmantelamiento de las centrales se debería incluir una aportación específica para abordar la transición justa, cuyo montante sería un porcentaje adicional al coste de desmantelamiento. Ese porcentaje podría tener como referencia el peso de los costes de personal sobre los gastos de explotación del último ejercicio. Esta cantidad iría al Fondo para la transición justa, para su utilización en los

planes de recolocación de los trabajadores y trabajadoras afectados en la reconversión del centro o en nuevos centros en el entorno territorial[2].

- Una parte de los ingresos de las subastas del comercio de derechos de emisiones de gases de efecto invernadero.

16. En el tratamiento de la *gestión*, para que la propuesta de elaboración y aplicación de los Planes de reactivación sectorial y territorial puedan llevarse a cabo, y en línea con lo señalado por el Consejo Económico y Social de España[3], sería necesaria la creación de un organismo público de ámbito estatal encargado de desarrollar los correspondientes planes y medidas en coordinación con las Comunidades Autónomas concernidas, con las Administraciones Locales, las empresas afectadas y los agentes sociales, y que abordara no solo la elaboración, seguimiento y evaluación de los planes sino también la aprobación y ejecución de los mismos.

17. Por otra parte, en el informe se señala que existen ya planes específicos en el sector de minería o en los municipios con centrales nucleares, afirmación que no se ajusta a la realidad de los hechos.

    En la *minería***,** por los incumplimientos de las líneas principales del Plan de actuación de la minería del carbón y de las comarcas mineras 2013-2018:

    - La mayoría de las empresas eléctricas no están realizando las inversiones medioambientales requeridas.
    - Las empresas creadas para desarrollar I+D+i, con el objetivo de avanzar en la generación de electricidad a partir de carbón autóctono de una forma más limpia, están cerrando y desmantelando sus instalaciones.
    - El mencionado incumplimiento de ese acuerdo**,** tanto por parte de las empresas del sector eléctrico como del Gobierno, está provocando que las empresas mineras entren en concurso de acreedores y liquidación, dificultando la salida ordenada y no traumática de los trabajadores de este sector.
    - Las inversiones en infraestructuras que se han realizado no han cubierto, en muchos casos, las expectativas de crecimiento industrial esperado, dejando polígonos industriales y otras inversiones en situación de abandono.
    - Muchos de los proyectos empresariales anunciados, al no estar soportados por empresas con trayectoria empresarial consolidada, se han venido abajo una vez finalizados los compromisos firmados para recibir ayudas.

    En 2018 finaliza el Plan de actuación 2013-2018, por lo que se ha creado un grupo de trabajo para analizar cómo se cierra el acuerdo actual y cómo se

[2] Aquellas empresas que en sus planes de recolocación y empleo contemplen la reconversión del centro o el desarrollo de nuevos centros con creación de empleo asociado podrán recuperar su aportación del Fondo para la transición justa.

[3] Consejo Económico y Social (2018): *Informe sobre el sector eléctrico en España.*

debe afrontar la negociación de uno nuevo, que debería ser tenido en cuenta para contribuir a una transición energética justa.

En las *centrales nucleares*, las actuaciones que se han realizado una vez tomada la decisión de cierre, tanto en la central de Zorita como en la de Garoña, han sido fundamentalmente de carácter interno respecto a los trabajadores propios de la central como en cualquier ERE, tal como lo prevé la actual legislación frente a un cierre de centro, con medidas de carácter individualizado.

Las medidas de carácter estructural que se anunciaron, para evitar la pérdida de empleo y la desertización de los territorios afectados, no se han materializado ni en el corto ni en el medio plazo debido a la falta de medios económicos y de voluntad política. La creación de Agencias o Planes realizados en ambas nucleares ha sido fundamentalmente una utilización propagandística, pero sin repercusiones reales en el empleo y en la industrialización del territorio. Concretamente, en el caso de Zorita la Agencia constituida en 2006 quedó paralizada por razones políticas y falta de financiación, y en Garoña el Plan aprobado en el 2009 se interrumpió a los dos años de su inicio, y en 2017 con el cierre no existe ningún Plan especial para abordarlo.

18. En relación con la pobreza energética, el informe recomienda acertadamente la extensión de la protección a los consumidores vulnerables al conjunto de suministros energéticos de los hogares, estableciendo un Bono Social Energético, pero hubiera sido deseable que contemplara su aplicación al conjunto de la factura energética y, en el marco de una reforma fiscal en profundidad, hubiera contemplado la posibilidad de aplicar un IVA reducido, como en el caso de otro bien esencial como el suministro de agua.

MOVILIDAD SOSTENIBLE

Teniendo en cuenta la importancia del sector del transporte en la emisión de CO_2 y otros contaminantes atmosféricos (casi un 25% de las emisiones brutas de CO_2) y la relevancia de las políticas que se adopten para conseguir los objetivos de reducción de emisiones y mejora de la eficiencia energética, hubiera sido deseable que el informe hubiera desarrollado un enfoque más amplio y sistémico de las distintas actividades afectadas, especialmente en las opciones políticas que se han adoptado en relación al transporte por carretera y al transporte ferroviario, tanto en el ámbito europeo como español.

19. La opción por el transporte por carretera ha ido acompañada de importantes inversiones en infraestructuras y por normativas de liberalización europeas que, en el caso de España ha significado dar prioridad a este sector frente a otros como el ferrocarril y, en algunos casos, ha supuesto una presión competitiva a la baja en las condiciones laborales de los trabajadores del sector, mientras que en el sector ferroviario se han hecho muchos menos esfuerzos en conseguir el fomento de un mercado único europeo.

En el caso de España no se cuestiona que haya habido un cierto aumento en las inversiones en el sector ferroviario, pero éstas han sido para la alta velocidad, olvidando y dejando de lado el resto de servicios de transporte por ferrocarril de personas, los trenes regionales de medio y largo recorrido y las cercanías en las grandes ciudades. Esta orientación en las inversiones no promueve el uso del transporte por ferrocarril y con ello un menor uso del vehículo privado, con lo que se evitaría una importante cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero.

En lo que respecta al transporte de mercancías por ferrocarril, el problema no es una regulación inadecuada en términos de competencia**.** Como muestra, cabe reseñar que en diferentes países europeos con regulaciones similares a la actualmente en vigor en España, el volumen de toneladas transportadas en ferrocarril multiplica exponencialmente la cuota española.

La falta de conexión ferroviaria de los puertos, los criterios de asignación de surcos y el establecimiento de las prioridades de tráfico mercancías/viajeros, los cuellos de botella provocados por infraestructuras insuficientes para el acceso a los grandes núcleos ferroviarios-urbanos, la inadecuada configuración de los puntos de removido e intercambio y el desaprovechamiento de las capacidades de las líneas convencionales (siendo necesario en algunos casos solo pequeñas reformas en materia de radios, pendientes y tracción), penalizan el transporte de mercancías por ferrocarril en nuestro país frente a otros medios de transporte.

20. En el transporte aéreo, aunque la utilización de biocombustibles en las aeronaves pueda ser una buena medida complementaria, no se abordan suficientemente las posibilidades de la electrificación, u otras medidas, del conjunto del parque de vehículos que operan en los aeropuertos. Hablamos de miles de vehículos que cumplen diversas tareas y que funcionan de manera continua en la actividad de un aeropuerto. Actuar en esta materia tiene una incidencia positiva en la reducción de emisiones.

21. Hubiera sido importante que se profundizara en fomentar medidas positivas y necesarias en los puertos que faciliten que las embarcaciones que estén atracadas puedan tener acceso a energía eléctrica, para que durante los periodos de atraque puedan utilizarla para sus motores auxiliares y de este modo no continuar utilizando fuel-oil. Es cierto que son inversiones económicas importantes, pero esas instalaciones y la mejora de las fuentes de energía en los puertos garantizarían una reducción de emisiones durante esos periodos de estancia de los buques que pueden tener un impacto relevante en los objetivos de transición energética que se deben perseguir.

22. Paralelamente, el transporte público y/o colectivo en las ciudades, con independencia de su tamaño, unido a actuaciones en la planificación urbanística, tiene un papel preponderante en la reducción de emisiones, y paralelamente es generador de empleo estable y de calidad. El tratamiento que se ha dado en el informe ha sido relativamente marginal y escasamente propositivo.

RECURSOS DISTRIBUIDOS Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA

23. El desarrollo del autoconsumo tiene una gran importancia para mejorar tanto el ahorro energético como el aumento de las energías renovables. Supone una medida de ahorro muy beneficiosa para las empresas, disminuyendo sus costes energéticos y haciéndolas más sostenibles ambiental y económicamente. Para que el consumidor residencial también pueda beneficiarse de esta medida es necesario regular y potenciar el autoconsumo compartido, pues la gran mayoría de las viviendas en España se encuentran en edificios colectivos. En igual sentido, la agregación de la demanda puede ser una fuente de ahorro y eficiencia energética que aporte flexibilidad al conjunto del sistema.

    Por ello, hubiera sido deseable que se hubiera profundizado más en estos apartados y concretado más las propuestas para su desarrollo. Me sumo por ello a las consideraciones generales que sobre ambos temas se plantean en los votos particulares de Cristóbal José Gallego Castillo y Josep Salas i Prats.

NOTAS FINALES

Las consideraciones expuestas anteriormente no buscan poner en cuestión el interés general ni la valía de los análisis y de la mayoría de las propuestas que se recogen el informe, que han sido producto de un intenso trabajo de estudio y debate abierto entre los distintos miembros de esta Comisión de expertos, limitado principalmente por las restricciones del tiempo exigido para su realización y por los medios (escasos) de los que ha dispuesto.

Estas restricciones creo que explican, en parte, que el informe aprobado no haya podido, a mi entender, profundizar suficientemente en el desarrollo de otros escenarios alternativos de transición energética, que prestaran una adecuada atención a la reducción de energía nuclear siendo compensada o sustituida con una mayor incorporación de tecnologías renovables, fundamentalmente biomasa, biogás o solar termoeléctrica, que aunque tengan en la actualidad un menor potencial de crecimiento y requieran medidas de apoyo durante algún tiempo, pueden proporcionar energía de respaldo al sistema y contribuir al desarrollo rural y a la cohesión económica y social, cumpliendo con los objetivos europeos a 2030.

También hubiera sido deseable que, teniendo en cuenta el ajustado cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de Paris para 2030 y 2050 que muestran una parte de las simulaciones presentadas, se hubiera podido profundizar en medidas de fomento de eficiencia energética, tratamiento de residuos, políticas específicas de I+D+i o acciones para fomentar cambios en los hábitos de consumo y en la gestión empresarial que promovieran una mayor participación ciudadana y una mejora de la eficiencia productiva y la competitividad. Medidas imprescindibles para conseguir un creciente desacoplamiento entre el crecimiento económico y la emisión de CO_2 y otros contaminantes atmosféricos, y una mejora del bienestar social.

VOTO PARTICULAR PRESENTADO POR D. JOSEP MARIA SALAS I PRAT

Josep Maria Salas i Prat, vocal de la Comisión de Expertos manifiesta su **ABSTENCIÓN** al Informe de la COMISIÓN DE EXPERTOS SOBRE ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA. ANÁLISIS Y PROPUESTAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN **en base a la siguiente argumentación**:

I. Análisis general del resultado de escenarios: consecución mínima e insuficiente de los objetivos en reducción de emisiones, de participación de renovables y de eficiencia en 2030.
II. Análisis particular de la propuesta de Transición Energética: papel del consumidor activo, eficiencia energética y recursos distribuidos insuficiente para lograr la transición de modelo.
III. Aspectos formales sobre el funcionamiento de la comisión que han limitado los resultados.
IV. Votos particulares a textos específicos del informe, sobre autoconsumo y agregación de recursos distribuidos, por haberse visto alterados en el redactado del informe final.

I. ANÁLISIS GENERAL DEL RESULTADO DE ESCENARIOS: nivel insuficiente en la consecución de los objetivos

La Transición Energética es un proceso que debe transformar la matriz energética actual para lograr unos **objetivos de reducción de emisiones, de participación de energías renovables y de eficiencia energética** a corto, medio y largo plazo. Estos objetivos se concretan en un rango que va desde los **valores mínimos obligatorios** por los compromisos internacionales adquiridos, a aquellos que de manera soberana se deberían decidir colectivamente y que respondieran a una hipotética **visión más ambiciosa** de la sociedad y del conjunto del país. Y solo en función de los resultados de este debate público, parece razonable el abordar los escenarios para transformar la situación actual y poderlos evaluar e iterar progresivamente hasta su consecución.

Lamentablemente, **la Comisión ha tenido que realizar su trabajo sin tener definidos los objetivos a lograr en 2030**, lo que puede cuestionar el nivel de utilidad de los resultados logrados. Esta realidad es ajena a la propia Comisión –que a pesar de todo ha sabido lidiar diligentemente con las circunstancias- e induce a pensar en una cierta precipitación por parte del Gobierno para encarar la transición energética de manera sólida con el conjunto de agentes involucrados. Especialmente grave es la práctica **nula movilización de recursos materiales y económicos para el debate y diseño de la transición energética**

de los que ha dispuesto la Comisión para realizar su trabajo de manera correcta, en contraste con los procesos equivalentes realizados en otros Estados miembros. Esta situación puede condicionar el abasto y precisión del trabajo y deberá ser considerado en cualquier lectura crítica que se realice de los resultados. Un mal precedente que deberá corregirse en la medida que exista una voluntad real y honesta de realizar la transición energética a una economía y una sociedad desfosilizada y desnuclearizada en las próximas décadas. Solo extendiendo el debate al conjunto de la sociedad será posible que los esfuerzos que implicará el cambio estructura de la matriz energética sean asumidos colectivamente, sin usos partidistas ni sectoriales.

A pesar de estos condicionantes, se han asumido **hipótesis solventes** (escenario TYNDP-GD[4] de ENTSO-E que implican una alta penetración de energías renovables distribuidas y almacenamiento, con un papel activo del autoconsumidor y de las ciudades hasta lograr una participación superior al 60% en la generación eléctrica) y se ha realizado un **trabajo riguroso** por parte de los distintos vocales -siempre dentro de sus posibilidades asimétricas- para centrar aquellos aspectos importantes para la consecución de los escenarios. A pesar de estos esfuerzos, el **resultado logrado es ambivalente respecto la consecución de los compromisos mínimos exigidos por Europa** en materia de reducción de emisiones, de eficiencia y participación de energías renovables y, por tanto, claramente insuficientes si fijamos objetivos más ambiciosos, como se defienden en este voto particular. **Este es el fundamento principal del sentido del voto "abstención"**.

ÁMBITO	OBJETIVO MÍNIMO VINCULANTE 2030	OBJETIVO PROPUESTO POR ORGANISMOS INTERNACIONALES	OBJETIVO "AMBICIOSO" DEFENDIDO EN EL PRESENTE VOTO PARTICULAR
Reducción emisiones CO2-equivalentes	-26% emisiones sobre 2005 en sectores difusos no-ETS -43% en sectores ETS	Objetivo obligatorio UE: -40% sobre 1990 → -30% no-ETS s/2005 -43% ETS s/2005	Objetivo para España de reducción del 40% de emisiones sobre 1990 (asumiendo el objetivo UE)
Contribución de las energías renovables sobre energía final	27%	35% - Parlamento UE >27% Global Climate Action 2040 (ENTSO-E)	>35% en 2030 para facilitar metas 2050
Eficiencia sobre energía primaria	27%	30% - Consejo 35% - Parlamento	40% (haciendo propio el Reglamento de Gobernanza)

En base a esta tabla de objetivos, los **resultados de los escenarios 2030 se podrían calificar de insuficientes**, debido a:

- **Objetivo reducción emisiones CO_2**: a pesar que se logra el objetivo vinculante de sobre 2005, es importante hacer una interpretación correcta. Este logro se debe principalmente por la reducción de actividad a raíz de la crisis económica. En 2005 hubo un pico de consumo y emisiones con lo que **cualquier referencia de**

[4] Disponible en: https://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2018

reducción de emisiones respecto al 2005 debería descontar el efecto de menor actividad. Por este motivo, sería erróneo atribuir que se han logrado los objetivos debido a una política orientada a la eficiencia y reducción de emisiones en el sector energético. Estamos **lejos de cumplir el objetivo de reducción del 40% de emisiones sobre el año 1990** (trasladando al Estado el objetivo obligatorio en el conjunto de la UE).

- **Objetivo participación de energías renovables en energía final**: el escenario final implica un pobre **25,4% de demanda final renovable**. Solo en algunas sensibilidades analizadas, sobre todo cuando aumenta la eficiencia energética por aislamiento en edificios, se logra rebasar el 27% de participación de las energías renovables sobre la energía final. Teniendo que es un objetivo de mínimos que no solo el Parlamento Europeo ha elevado al 35% sino también la Comisión se ha mostrado abierta a incrementarlo (pendiente de las negociaciones actuales, se apunta a un mínimo del 30%), debe considerarse un **resultado no satisfactorio** y manifiestamente insuficiente.
- **Objetivo de eficiencia** sobre energía primaria el escenario base muestra una mejora de eficiencia primaria de un 39,4% respecto al consumo estimado para 2030 por PRIMES (periodo 2005-2030), cumpliendo formalmente el objetivo. Sin embargo, si corregimos la proyección PRIMES para 2015 (descontando el efecto de la crisis y actualizando objetivos en valor absoluto) el resultado en eficiencia logado se reduce al 20.7% para el período 2015-2030 (PRIMES corregido), muy lejos del objetivo mínimo del 27% (de nuevo solo el escenario de aislamiento de edificios permite rebasar el mínimo exigible), por lo que **no es satisfactorio**.

Como conclusión al análisis general de escenarios, quisiera poner en valor el trabajo del conjunto de vocales y el alto grado de consenso logrado. En ningún caso se trata de prever el futuro, sino de identificar tendencias y servir de apoyo a la toma de decisiones y con este objetivo el trabajo es realmente útil. Pero, **si bien los escenarios 2030 representan una alta penetración de energía renovable, sería erróneo caer en la complacencia** que podría diluir los esfuerzos necesarios para afrontar los retos que la transición energética nos plantea. El resultado mostrado, por tanto, no es un punto de llegada, sino de partida. Este es el sentido crítico se plantea el voto "Abstención" al conjunto del documento y, a la vez, mostrar el apoyo explícito a muchos de los planteamientos parciales que apuntan las discusiones clave para lograr la descarbonización de la economía. A continuación, se esbozan, sin ánimo de ser exhaustivo por la limitación recomendada en la extensión del voto particular, los aspectos claves en los que centrar los próximos desarrollos.

II. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

II.1. Transición energética, límites de la biosfera y modelo socioeconómico

Un primer aspecto importante a mencionar en el presente voto particular es poner de relieve que en los análisis se ha asumido un **escenario de crecimiento en términos absolutos de consumo energético y de PIB**, eso sí, con cierto nivel de desacoplamiento

entre ambos. Este principio, a pesar de estar sustentado en estimaciones de organismos oficiales y el escenario TYNDP-DG, merece una **reflexión alrededor de los límites de los recursos naturales y de la capacidad de absorber residuos de la biosfera** sin alterar las condiciones necesarias para el sustento de la vida. Sobre todo, en un contexto de una transición energética necesaria a nivel planetaria con el **objetivo deseable de no sobrepasar el incremento de 1,5ºC**, como se acordó en París durante la COP21, y con una evolución de la población exponencial las últimas décadas. **Cualquier proceso de prospección de escenarios energéticos a medio y largo plazo debe afrontar en toda su magnitud el modelo de consumo basado en una lógica de recursos ilimitados**. Si bien excede del mandato de la Comisión, sí que es pertinente apuntarlo.

Un ejemplo claro es respecto la movilidad, gran responsable de emisiones de CO_2 en sectores difusos. Se han trabajo hipótesis de sustitución de vehículos poco eficientes y contaminantes por vehículo eléctrico (*Capítulo 4*), pero sin considerar los límites de ciertos materiales necesarios para la fabricación masiva de baterías a nivel global, así como su análisis de ciclo de vida. En este sentido, cabe plantearse analizar cambios en el modelo de movilidad (por ejemplo, en las ciudades) y de transporte marítimo y aéreo de personas y mercancías, antes de entrar en el aspecto tecnológico.

Proyectar a futuro un modelo de consumo que ha sido forjado en un contexto de acceso barato de materias primas, energía y potencia fósil debería ser, en todo caso, una hipótesis de trabajo a contrastar, pero en ningún caso una condición ex-ante inamovible. Solo las Leyes físicas, como la termodinámica y el Segundo Principio, son las que marcan finalmente lo que es posible y lo que no a partir de los límites de los recursos. **Incorporar el concepto de "límites" en la prospección energética es fundamental** y crítico desde un punto de vista de resiliencia, de seguridad de suministro y de soberanía energética, por lo que se sugiere incorporarlo en futuros estudios.

II.2. Transición energética no es solo mix energético: Consumidor, Descarbonización, Descentralización y Digitalización

El sistema energético es un **sistema técnico-social** objeto de análisis desde la complejidad, es decir, requiere de un análisis multifactorial no lineal, ni determinista, ni reversible. Si bien un trabajo de esta magnitud excede del encargo de la Comisión, centrado en *Escenarios*, si que debe ponerse de manifiesto que la transición no solo aborda la cuestión del mix energético (principal enfoque del trabajo realizado), sino que, de acuerdo con la Comisión Europea, debe contemplar el papel predominante del consumidor en un contexto de liberalización plena del sector; la descentralización de la generación, pero también de los distintos agentes del mercado, de los centros de decisión y el papel de las regiones y las ciudades; la reducción de gases de efecto invernadero y otros contaminantes como las partículas sólidas por motivos de salud, y; la digitalización del sector como palanca tecnológica para nuevos desarrollos técnicos y modelos de negocio. Todos ellos, aspectos básicos para complementar y profundizar en el estudio realizado.

II.3. Mix eléctrico resultante: centralizado, con penetración alta, pero insuficiente de energía renovable y un papel preponderante del gas en 2030

Una crítica constructiva al trabajo realizado se centra en la **metodología "nodo único"** de viabilidad de los distintos escenarios eléctricos. Si bien es **necesario** tener una visión de alto nivel de la compatibilidad de distintas tecnologías (impacto en energía no suministrada, índice de cobertura, impacto económico, etc.), ésta aproximación **no es suficiente**. El resultado logrado aporta información muy relevante que debe ser tenido en consideración en la toma de decisiones, pero no nos dice nada de cómo se distribuye la nueva potencia renovable prevista. En este sentido es muy relevante la **selección como escenario base "Generación Distribuida"**, elemento fundamental para no haber considerado un voto negativo al informe en su conjunto. Pero esta hipótesis no se corresponde siempre a las decisiones tomadas a lo largo de los distintos capítulos. Como norma general, se ha argumentado de manera recurrente una visión reduccionista centrada únicamente en el "coste de generación". En este contexto, las economías de escala de las grandes plantas centralizadas de energía renovable son muy importantes. Pero el debate se altera tendenciosamente al no considerar, ni contar, otros beneficios de la generación distribuida y al minimizar las medidas que deben ayudarla a competir en igualdad de condiciones, como serían la no internalización de externalidades de la generación centralizada, el incremento de competencia debido a un consumidor más activo en el mercado capaz de capturar parte del valor económico generado, la eficiencia energética derivada de la proximidad a los centros de consumo y el menor desarrollo de redes, el impacto macroeconómico en términos de creación de empleo en el sector de pequeña y mediana empresa, la promoción de la innovación técnica y en modelos de negocio, el efecto inducido de mayor sensibilidad y educación en los uso de los recursos por parte de la ciudadanía, las inversiones inducidas en eficiencia energética (baterías, termostatos inteligentes, aislamiento), entre otros.

Por otro lado, a la **insuficiente penetración de energías renovables en la demanda final** (no consecución de los objetivos mínimos), se le suma una **entrada masiva de gas para producción de electricidad en 2030**, no suficientemente justificada atendiendo al nivel precario de consecución de los objetivos de emisiones, de renovables y de eficiencia. Este incremento tampoco es coherente con las previsiones de los escenarios TYNDP-DG a 2030 y 2040, por lo que **el voto particular se manifiesta crítico con un papel sobredimensionado del papel del gas** en generación de electricidad que se obtiene de los resultados del análisis.

Esta situación de no cumplimiento de objetivos puede verse agravada en un **escenario severo de efectos del cambio climático sobre la pluviometría en los países mediterráneos** durante los próximos años. De ser así, se puede alterar significativamente el nivel de hidraulicidad disponible para el sistema energético peninsular, reduciendo aún más los objetivos logrados de reducción de emisiones, como muestran los análisis. Debería considerarse la resiliencia del sistema en este caso.

Por todo lo descrito, **el documento de Escenarios 2030 tiene tintes lampedusianos que apuntan a un cambio en el mix, pero manteniendo un modelo centralizado de generación, participación y gestión del sector en pocos agentes**. Este riesgo perpetúa una situación anómala de falta de competencia en el sector energético español, promovida

por la situación casi-monopolística de grandes grupos industriales que integran las diversas actividades reguladas y liberalizadas. Esta situación **repercute negativamente en el nivel de competencia y precios de la energía y diluye el objetivo de democratización de la energía,** implícita en la concepción europea de la transición energética.

Para compensar esta predisposición a un sistema centralizado, el documento final ha incorporado algunas reflexiones importantes que justifican, de nuevo, el voto "abstención". Por un lado, y a pesar de no haber recogido la totalidad del texto de consenso como pone de relieve el *voto particular #3*, hay que resaltar el **reconocimiento de la figura de la "agregación independiente" de recursos energéticos distribuidos** recogida en el *Capítulo 3.2*., en línea de lo que apunta la negociación del *Clean Energy Package* a nivel europeo. De esta manera se puede evitar que el gran potencial económico y en términos de incremento de competencia de esta nueva figura dentro del sector liberalizado quede capturada en exclusiva por los agentes actuales de la comercialización eléctrica, caracterizados por una alta concentración que solo se entiende por las concesiones realizadas a los grandes grupos empresariales a partir de 1997 durante la abertura de los mercados y la liberalización del sector.

Por otro, la importancia de que **no solo sean los consumidores, sino también los generadores los que contribuyan a los costes de las redes**, en tanto a usuarios de las mismas (*Capítulo 2.2.*). Si bien esta asunción se trasladará en última instancia al consumidor, se ha incorporado el importante matiz que **esta contribución del generador esté en función del uso real de la red que implica su operación**, es decir, una planta centralizada conectada a alta tensión debe asumir más costes que una planta distribuida conectada a la red de distribución. Esta situación es análoga a los costes que asumen los consumidores en función de su tarifa y significa **una señal económica muy importante para el desarrollo de la generación distribuida** a la hora de movilizar inversiones futuras en generación.

Como conclusión, cabe remarcar que **la dialéctica entre generación renovable centralizada-descentralizada apunta a ser uno de los elementos clave del debate energético** en el Estado en los próximos años por su influencia en distribuir también el poder implícito en un sector estratégico, como es el de la energía. El presente voto aboga, en coherencia con el escenario TYNDP-DG, por el rol clave de la generación distribuida y unas condiciones justas para su desarrollo.

II.4. Eficiencia energética, clave para la consecución de los objetivos

La sensibilidad de los distintos escenarios analizados arroja **una conclusión definitiva sobre la importancia central de la eficiencia energética** (por ejemplo, en el aislamiento de los edificios) **para la consecución de los objetivos de descarbonización**. Y no solo. Los resultados de las simulaciones también demuestran la criticidad de variables externas como el precio de los combustibles fósiles (a precios bajos, las emisiones aumentan significativamente). La eficiencia energética es, pues un elemento fundamental para una estrategia de **mayor soberanía energética** delante de la volatilidad de los mercados internacionales de materias primeras y de energía y, de esta manera, posibilitar una **energía más económica** a los consumidores y disponer de **un sistema más resiliente**.

Sin embargo, **esta importancia no queda suficientemente reflejada a la hora de fijar objetivos claros y su obligatoriedad** en el sector residencial, por ejemplo, respecto rehabilitación energética de edificios (*Capítulo 5.1.*). En este sentido, la transposición de la actual Directiva Europea sobre Eficiencia Energética por parte del Estado es manifiestamente insuficiente (además de haberse producido con retraso). Es necesario apelar a una **transposición rigurosa, en tiempo y ambición a las nuevas directivas sobre eficiencia que deriven del *Clean Energy Package***.

El sector industrial está realizando esfuerzos claros de mejora de intensidad energética. Sin embargo, de nuevo faltan objetivos sectoriales claros y vinculantes. A la vez, se deben dar **señales claras a la industria intensiva en consumo de energía para que tome decisiones de inversión adecuadas**, en lugar de tener una estrategia proteccionista sin más, basada, por ejemplo, en su exención a la hora de asumir ciertos costes de la transición (como en materia de fiscalidad, *Capitulo 2.1.*).

Es importante manifestar la contradicción recurrente que supone este papel estratégico de la eficiencia (consecución de objetivos, aumento de la seguridad energética, reducción de coste de la energía, aumento de la resiliencia del sistema) con el debate recurrente al respecto de su rentabilidad. Si bien es obvio tener que priorizar las medidas de eficiencia y ahorro más rentables, el debate no puede reducirse a comparar el coste por MWh ahorrado delante el precio de generación de este mismo MWh (y, por tanto, concluir que si generamos suficientemente barato no es necesario tomar ciertas medidas de eficiencia). De nuevo se corre el riesgo de no internalizar todos los costes de un determinado nivel de eficiencia y, por tanto, proceder a una asignación errónea de recursos a medio o largo plazo que lleve hoy a tomar decisiones incorrectas. Se debe apelar a un análisis riguroso de los beneficios de la **eficiencia energética para poder desarrollar un papel central en la transición energética**.

Otro caso que ejemplifica esta promoción insuficiente de la eficiencia en el documento final es en el **diseño correcto de los peajes de acceso**. La estructura de peajes propuesta a recaudar en la factura eléctrica, definido en *Capítulo 2.2.*, presenta la bondad de intentar **trasladar al consumidor la señal correcta de precios**, a partir de, entre otros, introducir un precio horario por el uso de capacidad y limpiar la factura de cargos no relacionados con el suministro. Sin embargo, no incorporar costes del sistema en el término de energía de la factura implica perder un argumento económico muy importante para la toma de decisiones por parte de los consumidores para lograr mayor eficiencia energética y ahorro. Por este motivo se debería considerar el **evaluar con precisión la señal económica adecuada para lograr los niveles de eficiencia necesarios en coherencia con los objetivos** de la transición energética y, a la vez, tener una estrategia para mantener la estabilidad financiera del sistema para compensar la parte proporcional de ingresos del sistema que no se ingresan debido a un menor consumo, de acuerdo con la argumentación mostrada en el *Voto Particular #1*, sin ser, por tanto, una medida regresiva delante de otros consumidores.

Otro aspecto del Informe a considerar son los **Certificados Blancos**, un mecanismo de mercado que puede aumentar la competencia en sector y dinamizar la eficiencia energética. Para ello **es necesario publicar las medidas compensatorias** a las que acogerse por parte de las compañías energéticas. Las comercializadoras podrían diferenciarse aportando valor a sus clientes, a la vez que reducción de consumo a partir de la obligación de invertir en

actuaciones para mejorar la eficiencia y el ahorro energético de sus clientes, con el debido mecanismo de certificación, en lugar de hacer aportaciones al **Fondo Nacional de Eficiencia Energética**, como recoge el *Capítulo 5*.

II.5. El ciudadano en el centro del diseño del sistema energético

A pesar de la clara apuesta de la Comisión Europea en culminar el proceso de liberación del sector con el conjunto de medidas a favor del "consumidor activo", incluidas en el *Clean Energy Package for All Europeans* (actualmente en discusión), a lo largo del documento se ha abordado de manera irregular cómo el sector debe bascular su centro de gravedad desde la compañía energética al consumidor.

Para lograr este papel central, es necesario **trasladar la señal real de precio horario al consumidor y a las empresas a partir de una adecuada formación de precios en los mercados, un diseño correcto de los peajes de acceso a las redes** en los sectores de electricidad y gas **y una fiscalidad que internalice los daños ambientales de cada uso de energía final**. De esta manera, el consumidor será sensible al precio de la energía y decidirá tomar las estrategias de cobertura y mitigación del riesgo adecuadas (modalidades de contratación, inversión en activos de recursos distribuidos, estrategias de cooperación con otros consumidores, entre otros). Este planteamiento queda recogido en el resultado de los trabajos de la Comisión, pero es necesario afrontar el reto social y político de trasladar esta responsabilidad al consumidor, en lugar de una situación actual con la demanda "anestesiada" en no recibir el precio real de la energía debido, por un lado, a unos CAP y FLOOR en el mercado mayorista (de 180 €/MWh y 0 €/MWh respectivamente) y, por otro, el PVPC como ayuda encubierta al consumidor que atenúa el interés de la gestión de la demanda. El presente voto particular pretende insistir en la importancia de **confluir con los otros mercados de energía europeos** (con un CAP de 3.000 €/MWh) **y evitar subvenciones encubiertas al consumidor** en aras de una hipotética paz social, pero que realmente evita su participación activa, **combinado con mecanismos de cobertura del riesgo** y protegiendo, como prioridad, a los más vulnerables (punto II.6.)

El informe profundiza también en una **reforma de los peajes de acceso** (*Capítulo 2.1.*) para evitar sufragar costes no relacionados con el suministro y, a la vez, garantizar unos ingresos fijos que cubran los costes fijos. Se propone una variable de congestión por capacidad instantánea que aporta una señal al consumidor sobre el impacto del consumo según el momento en que se produzca. Por tanto, si bien **hay riesgo de reducir la magnitud de la señal económica para promover la eficiencia energética** (como se ha comentado anteriormente), **se promueve la gestión de la demanda y reducir el coste de la electricidad**. La propuesta de reforma de peajes de acceso es ambiciosa y plantea aspectos clave para promover la electrificación de la demanda, un consumidor activo y un precio competitivo de la energía, pero **tiene la dificultad de llevarse a la práctica,** por ejemplo, en trazar correctamente la categoría de cada coste que se induce al existir concurrencia de servicios de una misma inversión.

Respecto a la **formación de precios en el mercado** se apunta al efecto que una masiva penetración de energías renovables con precios de marginales de operación muy bajos puede tener en hundir el precio del mercado, tal y como lo conocemos hoy en día (el

documento no entra en analizar el proceso marginalista de formación de precios). Esta situación entraña riesgo en el retorno de la inversión tanto de las inversiones en energías renovables, como de tecnologías convencionales, que incluso puedan poner en riesgo la seguridad de suministro. Se hace necesario, por tanto, dar **señales a largo plazo para movilizar las inversiones necesarias**. Apoyando este planteamiento, el presente voto particular pretende **alertar del riesgo de un exceso de subsidios para las tecnologías fósiles** en el diseño de los nuevos mecanismos de capacidad, promoviendo sobreinversiones en plantas convencionales en detrimento de la participación de la demanda para aportar seguridad de suministro, evitar la limitación de las señales de escasez y, finalmente, encarecer el sistema. Se deben limitar los mecanismos de capacidad a centrales con mínimas emisiones de CO_2, lo que a la práctica dejaría fuera aquellas con emisiones superiores a 550 gr/kWh y, en cualquier caso, promover la competencia entre aquellas tecnologías capaces de aportar los servicios de balance, ya sea desde la oferta o desde la demanda, **abriendo la posibilidad que el consumidor participe de estos servicios y pueda captar parte de su volumen económico**.

También es importante poner de relieve que **no sólo el consumidor es usuario de las redes, sino que también lo es el generador** y, coherentemente, debe contribuir a su coste de manera proporcional al uso que haga (por tanto, a la tensión a la que esté conectado). La **fiscalidad proporcional a las emisiones generadas** por cada uso final de energía también interpela al consumidor a ser más proactivo en la descarbonización de la economía. Siendo esta medida claramente favorecedora de las tecnologías eléctricas y, por tanto, de la electrificación de la demanda, las exenciones provistas para ciertos sectores económicos pueden tener un efecto perverso en la carga que debe pagar el consumidor, afectando su renta disponible.

Pero por otro lado, **el ciudadano continua siendo el que sufraga mayoritariamente los costes del sistema sin poder analizar la retribución de las actividades reguladas** (qué se retribuye y con qué intensidad), asumiendo una parte mayor a la que le corresponde por energía consumida (el consumidor conectado a baja tensión asume el 75,2% de los costes a pesar de representar solo el 46,6% del consumo en 2016) debido, en parte, a lo que en la práctica se ha convertido en ayudas al gran consumidor a partir de mecanismos como el "servicio de interrumpibilidad". El informe pasa ligeramente por estos aspectos dejando al pequeño consumidor siempre en una posición débil.

Para que el ciudadano esté realmente en el centro del diseño del sistema energético, no solo se debe promover la competencia para una energía asequible, sino **facilitar el acceso en igualdad de condiciones del pequeño y mediano consumidor al sector eléctrico para ofrecer servicios tanto al mercado** (en una lógica progresiva de mercado continuo) **como al operador del sistema** (servicios de balance o capacidad, por ejemplo) y, consecuentemente, poder captar parte del valor económico que se genera es un reto al que hay que prestar atención para aumentar el nivel de competencia. De manera transitoria, como se defiende en el *Voto particular #2*, **se deben reducir las barreras al autoconsumo y en ningún caso el consumidor residencial debería sufragar el cargo transitorio por la energía autoconsumida**, como se argumenta en el *Voto particular #1*. En este sentido es fundamental **promover la función de la agregación de la demanda** en los términos que fueron consensuados, pero no votados en el documento final, como recoge el *Voto particular #3*.

II.6. Pobreza energética

Coincido con el planteamiento del informe que **la pobreza energética es una manifestación de la pobreza pero que debe adjetivarse** y que hacerle frente requiere medidas concretas, dentro de una estrategia general de lucha contra las desigualdades. Sin embargo, es necesario estudiar sus causas para considerar la financiación de dichas medidas a través de los Presupuestos Generales del Estado –como se propone en el Informe- o que sea asumida por los operadores del sector energético. En este sentido, la pobreza energética puede obedecer a condiciones de mercado, circunstancias individuales, condiciones de la vivienda o del medio ambiente natural y social[5]. En este sentido, **en la medida que se deba a condiciones de mercado**, esto es, a que no se haya alcanzado el grado de competencia adecuado en el mercado considerado como para que el precio de este servicio de interés económico general sea asequible, **la aplicación de obligaciones de servicio público a los agentes que operan en el mismo está plenamente justificada**. De hecho, así pasa en otros sectores económicos, como el de Telecomunicaciones o el Postal, a partir de la obligación de servicio público del servicio universal.

La liberalización del sector eléctrico no ha conducido aún a una situación de competencia óptima en el mercado minorista en España, como ha puesto de manifiesto la Agencia para la cooperación de los reguladores europeos de energía (ACER) y recuerda la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe de supervisión de dicho mercado[6]. **Mientras esta situación de grado de competencia manifiestamente mejorable persista, es conceptualmente razonable que la financiación recaiga, al menos en una parte, en los agentes del sector**. Ello sin perjuicio que se estudie si por otras razones, entre ellas la posibilidad de que se acabe repercutiendo íntegramente en los consumidores, es preferible acudir a otras vías, como los presupuestos generales del Estado.

Por otro lado, coincidiendo que es pronto para evaluar los efectos reales de la nueva regulación del **bono social**[7], como indica el informe, entiendo que no se puede soslayar que la propia memoria del Real Decreto 897/2017, prevé que sólo el 45% de los hogares que tengan derecho a las ayudas previstas, las percibirán efectivamente. Así las cosas, y para dar cumplimiento a los principios constitutivos de un Estado que se define como Social en el artículo 1.1. de la Constitución, considero que **la Comisión debería remarcar la necesidad que la Administración general del Estado busque vías de colaboración con las Comunidades autónomas y los entes locales** más allá que éstas paguen las facturas de los consumidores vulnerables severos, si quieren que a éstos se les considere titulares de suministros esenciales, protegidos de la suspensión del suministro. Obligación de pago, establecida por un reglamento sin previa habilitación legal en este punto, que además parece ignorar los condicionantes a que la normativa estatal de estabilidad presupuestaria

5 "Vulnerable Consumer Working Group Guidance Document on Vulnerable Consumers". November 2013 p 16 annex 3-4. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140106_vulnerable_consumer_report_0.pdf].

6 Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1928592_1.pdf.

7 Modificación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico por el Real Decreto-Ley 7/2016 y su desarrollo normativo posterior, efectuado en el Real Decreto 897/2017 y en la Orden ETU/943/2017.

somete las haciendas autonómicas y locales y que hacen poco probable que la asuman eficazmente.

Entiendo que, por el contrario, deberíamos animar a que se estudie como aprovechar - y en su caso, ampliar- las posibilidades que la normativa estatal brinda para la colaboración de las administraciones competentes en servicios sociales y promover las sinergias que se pueden producir, **desarrollando medidas de comunicación ágil entre los suministradores y esas administraciones competentes en servicios sociales**, como las previstas en diversas leyes autonómicas, como la Ley de Catalunya 24/2015, con vistas a adoptar medidas eficaces para evitar la suspensión de suministro de todos los consumidores vulnerables.

II.7. Descentralización: el papel de las regiones y de las ciudades

Anteriormente se ha mención a la limitación de la metodología del "Nodo Único" a la hora de entrar en la arquitectura de las plantas de generación (centralizadas/descentralizadas) dentro de los escenarios previstos. Pero debe añadirse además un **criterio de ubicación territorial** de las diferentes infraestructuras a partir de las especificidades técnicas, sociales, políticas, climáticas de las distintas regiones y entidades municipales.

El caso de Catalunya (con un consumo superior al 20% del Estado) es paradigmático como territorio con un alto nivel de interconexión (tanto con la Península como con Europa continental), un nivel de generación local superior al 90%, una realidad orográfica y climática que reduce el interés de ubicar plantas solares o eólicas delante de otros emplazamientos peninsulares con mejores condiciones o una respuesta social de oposición a grandes infraestructuras energéticas. Pero si algún hecho caracteriza el sistema eléctrico en Catalunya es la alta dependencia de la energía nuclear (más del 55% de electricidad con tres grupos en operación y un cuarto –Vandellós I- desmantelado desde 2012 por el accidente sufrido en 1989) y una contribución muy reducida de energías renovables. En este contexto, el **Parlament aprobó la Ley de Cambio Climático**[8] (Llei 16/2017 de 1 de agosto), fijando objetivos de cerrar los tres grupos nucleares en 2027, reducir las emisiones de CO_2 en un 40% sobre 1990 en 2030 (y del 65% en 2040 y 100% en 2050) y lograr un nivel de penetración de energías renovables del 27% sobre energía final. Posterior a la Ley de Cambio Climático, se ha elaborado el **Pacto Nacional para la Transición Energética**[9] que eleva el objetivo de energía renovable al 35% de la energía final para 2030 y un 30% de mejora en eficiencia.

Por otro lado, **Barcelona** cuenta con su propia "**estrategia para la transición energética**[10]", donde la energía en un eje prioritario de la ciudad[11] e iniciando restricciones selectivas para los vehículos más contaminantes, haciendo de la movilidad uno de los ejes para la mejora de la calidad del aire.

8 Disponible en: http://portaldogc.gencat.cat/utilsEADOP/PDF/7426/1629245.pdf.
9 Disponible en: http://icaen.gencat.cat/es/plans_programes/transicio_energetica/.
10 Disponible en: http://ajuntament.barcelona.cat/ecologiaurbana/es/que-hacemos-y-porque/energia-y-cambio-climatico/estrategia-transicion-energetica.
11 Disponible en: http://energia.barcelona/es/.

Un caso similar lo presentan las **Baleares**, que se acogen a los principios de "Smart Island[12]" de la UE. Con un ante proyecto de Ley de Cambio Climático que inicia la tramitación parlamentaria durante el 2018 y en el que se prevé lograr un 70% de producción de energía local con fuentes renovables y una estrategia ambiciosa de penetración de vehículos eléctricos y limitación al diésel.

Estos ejemplos muestran la **complejidad social y política de la transición energética y el potencial que ciudades y regiones tienen en Europa para liderar el cambio de modelo**. Esta capacidad de iniciativa debe de ser coherente con una estrategia global y en ningún caso, se debería reducir su nivel de ambición. De igual manera, debido al actual sistema de competencias en materia energética, sería deseable poder **activar los mecanismos que hagan posible el desarrollo de la transición energética en aquellas regiones que así lo decidan, respetando los consensos a los que se llegue**. Por ejemplo, aspectos como el concepto de "peaje único" o armonización de la fiscalidad ambiental que se recogen en el documento de la Comisión son potencialmente contradictorios con los objetivos fijados por las entidades regionales y locales. Atendiendo a la realidad socioeconómica particular de una región determinada, y en el contexto de mercado de la energía común a nivel europeo (no solamente estatal), se propone explorar la coexistencia dentro del sistema peninsular de distintas regiones eléctricas con capacidades de planificación y retribución ajustadas, mercados regionales de gestión de la demanda e incluso de formación de precios.

Por otro lado, en el *Capítulo 3.1.*, sobre señales de inversión a largo plazo para nuevas inversiones en energías renovables, se debería tener en consideración lograr cierto **equilibrio territorial a la hora de fijar cuotas regionales en los mecanismos previstos para la nueva potencia renovable**. Es paradigmático que de los 8.500MW adjudicados hasta la fecha, ninguno se instalará en Catalunya, situación que no apunta a ser diferente en el futuro. Combinado con el cierre de las centrales nucleares, llevaría a un nivel de generación local mínimo, lo que implica una alta dependencia de infraestructuras de transporte con otros territorios. La alternativa de aumentar la producción de los ciclos combinados ubicados en la región para compensar la energía nuclear llevaría a incrementar las emisiones de CO_2 en un factor de casi el 25% (unas 9 Mtn de CO2), incumpliendo los objetivos de reducción de emisiones de la Ley catalana de Cambio Climático. Esta realidad socio-política (como la del caso Balear) debería ser considerada dentro del capítulo de Gobernanza (*Capítulo 8*) estableciendo objetivos regionales y dando autonomía a ciudades y regiones para disponer de sus propios planes de transición energética.

II.8. Reducción de emisiones de CO_2-equivalente y partículas sólidas y gestión de residuos nucleares

Uno de los resultados significativos de los análisis realizados es el que muestra la **influencia del precio CO_2 en la consecución de los objetivos** de reducción de emisiones, penetración de energías renovables y eficiencia. En tanto son objetivos lo logrados que requieren redoblar esfuerzos el presente voto particular plantea la necesidad de fijar **objetivos estrictos de emisiones de CO_2** equivalente en base al concepto de "presupuesto de

12 Disponible en: http://www.smartislandsinitiative.eu/en/index.php.

carbono[13]" y una política orientada a **informar sobre el CO_2 contenido en los diferentes productos y servicios** para que el consumidor pueda tomar decisiones de compra conscientes y generar, desde la demanda, un cambio en el modelo productivo. En este sentido, se considera necesaria una **tasa al CO_2 intensiva** (explorando hasta los 100€/tn CO_2 para 2030), **universal** (minimizando y limitando temporalmente las exenciones), **progresiva** (para dar tiempo a amortizar inversiones ya realizadas en la industria) y **neutra fiscalmente**. Esta tasa debería también **aplicarse a aquellos productos importados** desde zonas donde no internaliza el impacto de las emisiones CO_2 y otros contaminantes. Si bien el informe parte del escenario TYNDP-GD que considera 50 €/tnCO_2 el estudio de fiscalidad (*Capítulo 2.1.*) no analiza este caso ni otros con valores más intensivos, lo que podría matizar alguna de las conclusiones.

Por otro lado, el informe no hace suficiente incidencia en el **impacto de las micropartículas sobre salud** de la población (sistema respiratorio, cardiovascular y neurológico), ya que en los distintos escenarios prácticamente no se reduce su emisión. Son contaminantes originados durante procesos de combustión y por desgaste de neumáticos y frenos de coches y otros medios de transporte (barcos y cruceros en zonas portuarias). Esta situación es crítica especialmente en zonas de alta concentración de actividad industrial y de población (como el área metropolitana de Barcelona) y se considera uno de los principales motivadores para la limitación del tráfico rodado en estas áreas. El impacto de estas decisiones locales tendrá previsiblemente un alto impacto en los cambios de hábito de movilidad y de compra. Esta realidad debería estar anticipada en los distintos análisis de sensibilidad estudiados y justificar **una apuesta mucho más ambiciosa por la electrificación de la movilidad particular y de mercancías a partir de incentivos específicos que deberían descartar cualquier apoyo a los vehículos propulsados con combustibles fósiles**. Esta decisión tiene efectos también positivos en la consecución de los objetivos de eficiencia sobre energía primaria y de energías renovables en reducir los vertidos de (ajustando la carga de los vehículos a procesos de *smart charging*), reduce la dependencia de importaciones de combustibles fósiles y, por tanto, en la balanza comercial, y en promueve la innovación y nuevos modelos de negocio asociados a la movilidad compartida.

Una última reflexión sobre la propuesta de fiscalidad del sector energético. Por un lado, se debe reconocer el esfuerzo realizado para trasladar el principio de "quien contamina, paga" a los distintos usos finales de energía, pero por otro manifestar algunas discrepancias fundamentales (que están también en la base de la argumentación del sentido del voto). Por un lado, sobre la posibilidad de **incrementar la presión fiscal ambiental para financiar la transición energética** y poder tener un instrumento activo para promocionar aquellas actuaciones que los escenarios muestran más efectivas para la consecución de los objetivos. Y, por otro lado, en caso concretos como el nuclear. El voto particular se centra en **reconducir la potencial disminución de la presión fiscal** (por ejemplo, la eliminación de los impuestos de la Ley 15/2012) con la que actualmente está operando **para aumentar los recursos del fondo ENRESA** previsto para el desmantelamiento del parque actual. Es este uno de los aspectos más críticos que se visibilizan en el sector y **en lugar de tomar una estrategia de aplazar la toma decisiones sobre la hipótesis de alargar la vida útil** (50

[13] Disponible en: http://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/.

años, como se induce del informe) **para tener más tiempo de recaudar la tasa**, se debe afrontar un **calendario progresivo de cierre**, de acuerdo con el territorio a la hora de priorizar las centrales, que permita recorrer la curva de aprendizaje necesaria para optimizar el proceso hasta el total cierre del parque y dar la seguridad necesaria al sector nuclear para realizar las decisiones oportunas.

II.9. Digitalización y nuevos modelos de negocio

Un último apunte del voto particular en relación al contenido del informe se centra en dar valor a la **transición energética como motor de innovación económica y social**. La digitalización del sector significa un auténtico cambio en procesos técnicos y modelos de negocio que deben aprovecharse para fundamentar la economía descarbonizada, fundamental en las próximas décadas. Posibilitar el **acceso a datos de los recursos energéticos de manera neutra para los consumidores y aquellas partes interesadas** en dar valor, respetando siempre la Ley de Protección de Datos y la privacidad, es fundamental para aumentar la competencia en el sector, avanzar en una energía más asequible y maximizar la penetración de las energías renovables. Lejos aún parecen quedar modelos de negocio basados en el *peer-to-peer* donde los consumidores puedan intercambiar energía libremente sobre la base de aplicaciones y tecnologías de datos (*big data*, *blockchain*, entre otros). Si bien puede haber discusión en qué tecnologías serán preponderantes, parece innegable que estos servicios estarán disponibles, por lo que **la prudencia regulatoria que apela el Informe debería convertirse en pro-actividad regulatoria**. Es una **oportunidad para promocionar un sector energético moderno capaz de atraer inversión en I+D e industrial** en un contexto de transición energética mundial.

Esta digitalización va más allá de las necesidades específicas que el operador del sistema pueda tener respecto la **observabilidad de los recursos distribuidos que dan servicio al sistema**. Esta cuestión ha sido objeto de debate debido a su importancia y se debe lograr un escenario de confianza entre los distintos agentes para, priorizando la seguridad de suministro, no se creen barreras artificiales a la gestión de la demanda, almacenamiento y generación distribuida. A este efecto será necesario iniciar **proyectos a escala real que puedan tener cierta exención regulatoria** temporal en un contexto acotado técnica y económicamente. Esta posibilidad, ya existente en otros países, permite ajustar los procedimientos de operación para dar servicios al sistema y al mercado, colaborando entre todos los agentes y generando la confianza necesaria para una transición energética fiable.

III. ASPECTOS FORMALES SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DE LA COMISIÓN CON INFLUENCIA EN LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Este tercer capítulo pretende aportar algunos apuntes metodológicos que se deben considerar para la lectura y análisis del informe de la Comisión. Por un lado, es importante puntualizar que a pesar que la estructura lógica del informe se inicia con los resultados de los escenarios y posteriormente se analizan los distintos aspectos (mercado, fiscalidad…)

que pueden ayudar a su consecución, en la elaboración de los mismos el proceso fue a la inversa, debido al tiempo intrínseco en crear y correr los modelos. La mayor parte de los debates se han desarrollado sin la visión global que aportan los escenarios y el nivel de consecución de los distintos objetivos. Esta realidad ha influido, al menos a nivel particular, en la resolución de muchos de los debates parciales. La constatación de consecución de mínimos resultados en reducción de emisiones, penetración de renovables y eficiencia implican posicionamientos más estrictos, que los finalmente aprobados. El presente voto particular ha intentado contribuir a enmendar esta situación.

Por otro lado, resaltar la calidad y honestidad de los debates, muchas veces en pequeños grupos de trabajo para poder aportar un documento elaborado y de consenso al plenario para su consecución. Ha sido un trabajo intenso, pero altamente recompensado por el proceso de aprendizaje y de co-creación. Lamentablemente, algunos matices desaparecieron en las versiones finales sujetas a votación, pero de manera general el proceso ha sido propositivo y en búsqueda del denominador común, como los resultados de las votaciones parciales y finales demuestran. Aprovecho para agradecer el trabajo del conjunto de participantes en la comisión y el apoyo recibido por la secretaría y su equipo.

Y finalmente alertar de un riesgo implícito en cualquier trabajo de estas características. El informe final tiene coherencia en sí mismo. Atomizar y sacar de contexto algunas de las medidas previstas, obviando otras, puede tener un efecto pernicioso y contrario a los objetivos con los que iniciales.

IV. VOTOS PARTICULARES A TEXTOS ESPECÍFICOS DEL INFORME

IV.1. Voto particular #1: Complementar Anexo 2.2.4

- ***Documento:*** *2.2. PRINCIPIOS PARA UN DISEÑO EFICIENTE DE LOS PEAJES DE ACCESO*
- ***Capítulo:*** *Anexo 2.2.4. Ilustración de cómo el actual diseño de los peajes de acceso supone una subvención implícita a la reducción de consumo (vía autoconsumo o ahorro energético) y cómo ello puede inducir a una asignación ineficiente de los recursos.*
- ***Acción:*** *Complementar el Anexo 2.2.4 con un anexo 2.2.5. con el texto propuesto.*
- ***Motivación****: basándome en la importancia de mostrar la información y datos para una correcta diagnosis y elaboración de propuestas, quiero poner de manifiesto un intento recurrente de querer crear un relato contrario a los recursos energéticos distribuidos, presentándolos como una decisión oportunista de unos pocos consumidores con alto poder adquisitivo contra el resto de consumidores, generando una situación socialmente regresiva. Concretamente, estos intentos se han materializado en presentar documentos a votar alterados (responsabilidad de la Presidencia), sin mostrar la realidad, riqueza y pluralidad lograda en el concurrido subgrupo de trabajo en la cuestión.*
- *Con el objetivo de complementar la información mostrada en el Anexo 2.2.4. y de esta manera evitar inducir al lector a una visión negativa, sesgada, parcial y apriorística*

sobre los recursos distribuidos, se aporta un texto complementario a añadir para complementar dicho Anexo. El texto propuesto es una síntesis de documentación y cálculos aportados recurrentemente durante el debate y que han sido sistemáticamente obviados.

- ***Adhesión**: El Vocal Cristóbal José Gallego Castillo se adhiere al presente Voto Particular*
- ***Texto a añadir: ANEXO 2.2.5. ILUSTRACIÓN DE CÓMO EL ACTUAL DISEÑO DE LOS PEAJES DE ACCESO IMPLICA UNA PENALIZACIÓN A LOS CONSUMIDORES CON O SIN RECURSOS DISTRIBUIDOS, ESPECIALMENTE AL AUTOCONSUMO, Y CÓMO ELLO PUEDE INDUCIR A UN RETRASO EN SU DESARROLLO A FAVOR A LAS INSTALACIONES CENTRALIZADAS***

De acuerdo con:

- Proyección en penetración de PV (capítulo I) de 47GW y de acuerdo con el escenario GD que supone 1/3 en autoconsumo, se debería aspirar a unos 12GW de potencia solar instalada en régimen de autoconsumo para 2030
- El autoconsumo es una modalidad de generación sin emisiones de CO_2, con la particularidad que parte de la energía generada se consume en la red interna del consumidor. Pero es además una medida de eficiencia energética y de empoderamiento del consumidor (los tres pilares de la política energética UE) que incrementa la competencia en el sector de la comercialización.
- Estos efectos positivos los aporta el autoconsumidor sin recibir ninguna recompensa y asumiendo un mayor coste (LCoE) de la energía generada.
- De la actual estructura de peajes y cargos se deriva que la energía auto-generada que es consumida y, por tanto, no comprada, tiene un impacto negativo en la recaudación de los peajes y cargos del sistema que puede representar hasta un 1/3 del total de ingresos en función del nivel de autoconsumo. De esta manera, el autoconsumidor continúa pagando entre el 67,5% de los peajes y cargos del sistema (situación teórica cuando el 100% de la energía se autoconsume) y el 87% (si el autoconsumo es del 40%, dato habitual en el sector residencial, por ejemplo). Esta contribución cubre sobradamente los costes de redes de los autoconsumidores.
- Se debe tener en cuenta también que los consumidores asumen el 78,8% de los peajes y costes del sistema, mientras que los generadores, que también son usuarios de las redes y servicios del sistema, solo el 0,72%;
- Y entre los consumidores, aquellos conectados a baja tensión asumen más del 75% del total de costes. Contribución mayor que puede entenderse por un mayor uso de las redes al utilizar toda la infraestructura y que, como hemos visto, se paga sobradamente por parte los autoconsumidores. Sin embargo, los consumidores conectados a baja tensión representan solo el 46,6% del total de energía consumida, por lo que es discutible que tengan de asumir el 75% de los cargos por otros servicios y costes del sistema que pagan los consumidores.

- Para compensar la reducción de ingresos y mantener la estabilidad financiera del sistema, se ha regulado el "cargo transitorio" (de acuerdo con el RD 900/2015[14]) que se deberá pagar por la energía autoconsumida.
- En coherencia con la revisión en la estructura de peajes de acceso propuesta (*Capítulo 2*), este impacto negativo desaparece.
- Sin embargo, hasta que esta revisión no ocurra, el autoconsumo sufre una clara penalización, discriminatoria respecto los recursos centralizados, que pone en riesgo su desarrollo durante los próximos años, lo que compromete la consecución de los objetivos 2030 y que se basa en la metodología de cálculo del "cargo transitorio".
- El importe del cargo transitorio se obtiene tomando de base de cálculo la tarifa de acceso como consumidor, no cómo generador lo que representa una situación anti-competitiva delante las otras modalidades de generación con energía solar fotovoltaica. Concretamente, el cargo transitorio es un valor de 43,187 €/MWh (consumidor 2.0) [15], mientras que la generación contribuye a razón de 0,5€/MWh.
- Finalmente, poner de relieve que este efecto de reducción en la recaudación no es exclusivo del autoconsumo, sino que también se produce con el ahorro energético, a pesar que en este caso no se asume ninguna compensación a la reducción de ingresos por un menor consumo.

Se recomienda eliminar el cargo transitorio al autoconsumo, en base a:

- Cuantificar el efecto real de reducción en ingresos del sistema. En función del año, del tipo de tarifa del consumidor y nivel de autoconsumo, es una cifra que puede oscilar entre 20 y 70 M€ por cada GW instalado
- En ningún caso esta reducción de ingresos la debe aportar el autoconsumidor porque ya contribuyen a los costes en los que incurren.
- Tampoco deben pagarlo el resto de consumidores, situación que pasaría con una exención del pago de la misma. Por el contrario, se propone establecer una estrategia de compensación a esta menor recaudación, a partir de una o combinación de las siguientes posibilidades:
    - Contribución de la generación centralizada sobre una base de €/MW a los costes del sistema para compensar el desequilibrio actual en el sostén de los costes del sistema entre el consumidor y el generador. Este cargo es totalmente compatible con la Ley del Sector Eléctrico LSE 24/2013[16] y directivas europeas[17]. Como referencia, un cargo de 1000€/MW generaría una recaudación de unos 100M€ al año, suficiente para poder desarrollar algunos GW de autoconsumo sin afectar la estabilidad financiera del sistema. En este escenario, la generación pasaría de aportar el 0,75% actual de la totalidad de

[14] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927
[15] Orden ETU/1976/2016 https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-12464
[16] https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645
[17] Los peajes a generadores solo están limitados por el Reglamento (UE) 838/2010 para las tarifas de transporte medias anuales, lo que no impide otros cargos.

costes del sistema a un 1,5% (aun lejos del 78,8% que aportan los consumidores).

- Contribución por parte de los Presupuestos Generales del Estado justificado por un incremento en la recaudación (IVA, seguridad social, PIB, rendimiento financiero) debido a la instalación de recursos energéticos distribuidos (inversión que no se realiza si no es generación distribuida porque no es sustitutiva a la generación renovable centralizada).
- Fiscalidad ambiental

IV.2. Voto particular #2: Transitorio sobre situación actual de los recursos distribuidos

- ***Documento:*** *3.2. RECURSOS DISTRIBUIDOS Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA*
- ***Capítulo:*** *Introducción (sin numeración específica)*
- ***Acción:*** *Añadir el texto propuesto al final de la introducción y justo antes de dar inicio el punto 3.2.1. La integración técnica y económica de los recursos distribuidos*
- ***Motivación****: El grupo de trabajo sobre los recursos distribuidos planteó la situación transitoria de los mismos hasta que no se produzcan los cambios normativos y regulatorios propuestos. Este debate fue prolijo y se llegó a un texto de consenso para ser llevado a votación en el Plenario, sin posibilidad de enmienda (solo Si/No). Sin embargo, en el texto final facilitado, la mención sencillamente despareció, sin tener opción de votarse.*
- ***Adhesión:*** *El Vocal Cristóbal José Gallego Castillo se adhiere al presente Voto Particular*
- ***Observación:*** *Mi posición particular sobre la situación transitoria de los recursos distribuidos (autoconsumo, baterías, entre otros) hasta que no se produzcan las reformas estructurales es la de potenciarlos a corto plazo para que puedan contribuir desde ya y de manera significativa a la consecución de los objetivos 2030. Sin embargo, en el presente voto particular, adjunto el texto fruto del consenso que se acordó llevar a votación del Plenario.*
- ***Texto a añadir:***

Existe el riesgo que mientras los cambios normativos y regulatorios descritos no se produzcan, el desarrollo de los recursos distribuidos se vea limitado. Esta situación no sería deseable en aras de lograr un sector maduro y competitivo preparado para contribuir a los objetivos 2030. Por tanto, se recomienda:

- Evaluar con rigor el impacto económico que su despliegue pueda suponer en valor absoluto, así como la contribución cualitativa en una mejora global del sistema
- Considerar todas las herramientas económicas y financieras disponibles para que el impacto en los ingresos del sistema con la estructura actual de peajes de acceso y cargos minimice la afectación al resto de consumidores
- Simplificar y clarificar los procesos administrativos y técnicos para salvar barreras de alto impacto económico y social en su despliegue

- Anticipar los requerimientos a nivel técnico que sean exigibles a los recursos distribuidos para su aprovechamiento en beneficio del conjunto del sistema durante su vida útil y de operación.

IV.3. Punto 3.2.4. Recomendaciones para el desarrollo de la agregación de la demanda

- ***Documento:*** *RECURSOS DISTRIBUIDOS Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA*
- ***Capítulo:*** *3.2.4. RECOMENDACIONES PARA EL DESARROLLO DE LA AGREGACIÓN DE LA DEMANDA*
- ***Acción:*** *Sustituir la totalidad del punto 3.2.4. por un nuevo redactado*
- ***Motivación:*** *el nuevo texto 3.2.4. propuesto en este voto particular corresponde fielmente al texto acordado y consensuado en el grupo de trabajo. No solo no se llevó a votar, sino que se ha adulterado con omisiones importantes y adición de un último párrafo que en ningún caso fue discutido y, a mi criterio, rompe la filosofía de consenso trabajado durante semanas en este capítulo.*
- ***Adhesión:*** *El Vocal Cristóbal José Gallego Castillo se adhiere al presente Voto Particular*
- ***Texto íntegro a añadir en sustitución del punto 3.2.4:***

A.1.1. 3.2.4. Recomendaciones para el desarrollo de la agregación de la demanda

La agregación de demanda no está actualmente prohibida en España, pero tampoco está regulada. Los recursos distribuidos agregados pueden participar en los mercados de electricidad mediante la figura del representante, pero no pueden participar aún en los mercados de energías de balance ni en los de reservas de balance, al contrario que en otros países de nuestro entorno[18].

Para un desarrollo pleno del potencial de los recursos distribuidos en la consecución de los objetivos 2030, esta Comisión propone las siguientes recomendaciones de acuerdo con la regulación europea:

#1 Abrir los mercados de capacidad, energías y de reservas para el balance a la participación en igualdad de condiciones de los recursos distribuidos de demanda y de almacenamiento y su agregación independiente, de acuerdo con la adaptación de la Directriz de Balance, promoviendo una futura trasposición ambiciosa del Clean Energy Package para permitir un mayor despliegue de la agregación (más allá del modelo de agregación implícita por parte de un comercializador o representante). Considerar los recursos distribuidos de demanda y de almacenamiento y su agregación como un elemento relevante de la seguridad de suministro y de competencia en el sector energético para lograr precios asequibles a los consumidores, especialmente en un escenario de alta penetración

[18] A nivel europeo[18], en 2017, además de España, en Italia y en Estonia está aún pendiente de desarrollo. Portugal reconoce la participación de la demanda, pero no los agregadores. Los países más avanzados son Suiza, Francia, Bélgica, Finlandia y Gran Bretaña, con marcos legales que reconocen la figura del agregador independiente y tienen establecidos roles y responsabilidades bien definidos. En España, los servicios de demanda que se ofrecen actualmente al sistema son el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Desde el punto de vista del consumidor, también cabe resaltar la gestión de la demanda implícita de la tarifa PVPC, al estar referenciada al precio horario.

de energía renovable, al poder aportar flexibilidad al sistema, y reducir vertidos. Y, por tanto, un elemento a incluir en la legislación sobre cambio climático y energía.

#2 Definir y adaptar los Procedimientos de Operación (POs) y otros cambios normativos para cumplir con los requerimientos establecidos en la EB GL y permitir la participación de la demanda y del almacenamiento en los servicios de balance. Definir las condiciones técnicas y administrativas que regulen la participación de estos recursos distribuidos en igualdad de condiciones que los generadores. Anticiparse a futuras necesidades técnicas para la agregación de los recursos distribuidos de demanda y de almacenamiento, definiendo aspectos como la interoperabilidad necesaria de los activos distribuidos de manera anticipada a su despliegue masivo.

#3 **Facilitar la participación en los servicios del sistema** de los agregadores de recursos energéticos distribuidos, En caso se deberá categorizar cada activo distribuido para tener trazabilidad de qué tipología de recurso (generación, demanda o almacenamiento) participa de cada servicio para su adecuada gestión y seguimiento por parte del OS. En el caso de los generadores, la agregación se realizará por tecnologías.

#4 Promover la participación activa del consumidor. Es fundamental proporcionar la señal de precio tanto de la energía como de los costes de redes para promover la respuesta proactiva del consumidor y aprovechar las oportunidades económicas para que los recursos distribuidos puedan participar en igualdad de circunstancias en ofrecer flexibilidad al mercado y facilitar servicios de balance al sistema. Estos aspectos ya se han recogido en el capítulo sobre tarifas y peajes.

#5 Continuar el desarrollo de los mercados intradiarios, permitiendo la negociación a precios libres más próximo del tiempo de suministro y sobre periodos de entrega más reducidos, facilitando una mejor gestión de los programas de los productores renovables con la consiguiente reducción de desbalances y una mayor aportación de valor, con los beneficios económicos asociados por la mayor flexibilidad proporcionada por los consumidores y los almacenamientos.

#6 Analizar y comenzar el desarrollo de modelos de mercado locales, inicialmente en forma de prototipos, que, integrados con el mercado mayorista, permitan a los recursos distribuidos disponer de mecanismos de precios libres, ayudando a la mejora de la gestión de las redes locales, principalmente de distribución, para mejorar la capacidad de transporte de las mismas y evitar el vertido de energía renovable producida a nivel local.

#7 Definir las relaciones entre agentes del mercado, por ejemplo, permitiendo al agregador independiente poder ofrecer servicios de flexibilidad al mercado sin necesidad de un consentimiento previo por parte del comercializador (y estableciendo las compensaciones correspondientes en su caso). Estudiar mecanismos de compensación entre agentes y proveer procedimientos simples de resolución de conflictos.

#8 **Establecer las condiciones para la participación de los recursos energéticos distribuidos** en el mercado, dando estabilidad regulatoria y señales a largo plazo que permitan la inversión para el pleno desarrollo de la agregación de la demanda.

#9**Promover una Plataforma Neutra de Datos de recursos distribuidos** que, respetando la normativa de protección de datos, integre la información de consumo (Smart Meters) de aquellos recursos distribuidos con una potencia significativa, con el objetivo de

realizar una planificación y operación eficientes. Concretamente, se considera fundamental tener observabilidad y controlabilidad de los recursos distribuidos que participen en los servicios del sistema, para una verificación adecuada por parte del operador del sistema de los servicios prestados en el marco de su participación en los mismos.

- ***Texto a eliminar de manera específica*** *(incorporación a última hora, sin consenso y sin debate):*

Por último, esta Comisión también quiere advertir de que, en la medida en que una comercialización o agregación independiente permita optimizar de forma conjunta las demandas máximas de potencias de los consumidores y, en consecuencia, las potencias contratadas por los mismos, esto podría llevar a una pérdida de ingresos para el sistema, al reducirse la potencia total contratada. Aunque puede ser beneficioso en términos generales para el sistema, también puede impedir la recuperación de la totalidad de costes fijos del mismo, y podría requerir un aumento del término de potencia en los peajes de acceso.

VOTO PARTICULAR PRESENTADO POR D. CRISTÓBAL JOSÉ GALLEGO

El objetivo de este voto particular es el de razonar el sentido de mi voto (**abstención**) al documento elaborado por la Comisión de Expertos de Transición Energética "Análisis y propuestas para la descarbonización". Para ello me referiré principalmente a conclusiones con las que no estoy de acuerdo, pero también señalaré reflexiones que no se mencionan, que han recibido insuficiente atención o que aparecen en diferentes partes del documento con valoraciones no coherentes. Mi voto comienza con un comentario general, y continúa con 19 comentarios más, siguiendo la estructura del informe.

En primer lugar, me gustaría expresar mi agradecimiento al resto de miembros de la Comisión por este tiempo de trabajo intenso compartido. Muchos han contribuido a debates de alto nivel, rigurosos y honestos, lo que supone una experiencia personal sin duda enriquecedora. Igualmente, agradezco la labor realizada por la Secretaria de la comisión, M. Teresa Velasco Rincón, y el equipo de apoyo.

Quisiera continuar refiriéndome a las condiciones adversas en que se ha realizado el informe, caracterizadas por claras limitaciones de tiempo y de recursos. Esto contrasta con la importancia de la labor encomendada a esta Comisión. Además, con total seguridad, este texto no es el que habría resultado de haber dotado a la Comisión con más expertas y expertos en las numerosas áreas involucradas en el diseño de una Transición Energética. En esta línea, la ausencia de mujeres en la Comisión debe hacernos reflexionar sobre lo absurdo que resulta establecer una Comisión de Expertos para la Transición Energética sin representación directa de la mitad de la población. Es necesario establecer de manera urgente mecanismos que eviten que los órganos de discusión infrarrepresenten, o como en este caso excluyan directamente, a las mujeres.

COMENTARIO GENERAL

En sí mismo, el documento que ha elaborado la Comisión contiene gran cantidad de información, análisis y propuestas muy relevantes para el diseño de políticas energéticas orientadas a la Transición Energética. Mi principal crítica tiene que ver con el alcance limitado del estudio, que se centra en verificar el cumplimiento de los objetivos ambientales adoptados por la Unión Europea. Estos objetivos (actualmente en revisión) son poco ambiciosos; por ejemplo, según algunas organizaciones internacionales, el objetivo de reducir un 40% las emisiones con respecto a 1990 no sería consistente con el Acuerdo de París, que establece la necesidad de mantener el incremento de la temperatura media global

muy por debajo de los 2ºC.[19] En este sentido, España, al ser uno de los países de la Unión Europea que sufrirá con mayor intensidad los efectos del cambio climático, debería liderar una propuesta de objetivos más ambiciosos. La labor de esta Comisión podría haber contribuido a esta reflexión, por ejemplo, analizando qué objetivos compatibles con el Acuerdo de París podrían establecerse para el caso español.

La propia evaluación de los objetivos europeos para el caso de España muestra que no hay motivos para el optimismo. Según el informe, el objetivo de emisiones se cumpliría si se toman como referencia los niveles de 2005, pero no para la reducción del 40% con respecto a 1990 (que es, de hecho, el objetivo vinculante a nivel de la UE). El porcentaje de renovables sobre energía final no se cumple en la mayoría de los escenarios considerados ni para el límite más conservador (el actual 27%, que podría incrementarse como resultado de las negociaciones entre el Parlamento Europeo, la Comisión Europea y el Consejo Europeo). Por último, el objetivo de eficiencia solo se cumple si se contabiliza el efecto ficticio derivado del descenso de demanda experimentado en el pasado debido a la crisis, pero no si se evalúan las medidas propuestas en el periodo estudiado 2015-2030.

Como consecuencia de lo anterior, hay una señal clara para cuestionar hipótesis que, si bien han sido tradicionalmente adoptadas en ejercicios similares al realizado en este informe, ahora pueden estar impidiendo el diseño de escenarios que nos permitan una Transición Energética efectiva. Una de estas hipótesis tiene que ver con el crecimiento de la demanda asumido. Los escenarios energéticos y eléctricos muestran el papel fundamental que tienen las medidas de eficiencia y ahorro, al facilitar la consecución de los objetivos ambientales a la vez que proporcionan costes de la energía menores que los derivados de otras opciones. Por tanto, las medidas tecnológicas en eficiencia y las medidas políticas que impulsen reducciones en la necesidad de servicios energéticos deberían cobrar un papel fundamental como estrategia para la lucha contra el cambio climático. Los escenarios considerados deberían haber sido más ambiciosos en este sentido, y más críticos con las hipótesis de evolución de la demanda energética.

A continuación, detallo, por capítulos, una lista de comentarios. La lista no es exhaustiva ya que, por motivos de espacio y de tiempo, me he limitado a señalar solamente aquellos que me parecen de mayor importancia. A modo de resumen, las principales ideas que se presentan son:

i) El autoconsumo recibe un trato ambiguo: se reconoce su papel fundamental en la transición, pero no se proporcionan soluciones concretas para el corto plazo a determinadas barreras que impiden actualmente su desarrollo (en especial, el cargo por energía autoconsumida y la obligatoriedad de medir la energía autoconsumida).

ii) Se sobreestiman las necesidades de potencia de respaldo en el sistema eléctrico.

iii) El diagnóstico sobre el papel de las centrales nucleares durante la transición es incompleto, al no considerar numerosos factores relacionados con su coste (como, por ejemplo, el coste de una posible extensión de vida útil).

19 Disponible en: http://climateactiontracker.org/countries/eu.html

iv) El precio del CO_2 es una palanca efectiva para el logro de los objetivos ambientales solo si supera cierto umbral que conlleve una reducción de la generación con carbón.

v) Los mecanismos de capacidad propuestos pueden generar beneficios caídos del cielo si no se limitan estrictamente a nuevas inversiones.

vi) De acuerdo con los resultados de las simulaciones, las interconexiones dificultan el logro de los objetivos ambientales y encarecen la energía. A pesar de esto reciben una valoración positiva en el informe.

vii) La propuesta de fiscalidad sobre productos energéticos es insuficiente: no permite dotar de fondos a la transición, ni reduce el gap fiscal con los países de nuestro entorno, como recomiendan numerosos organismos internacionales.

RESUMEN EJECUTIVO

(1) El resumen ejecutivo no incorpora una de las conclusiones fundamentales del capítulo de escenarios energéticos, la cual es clave para definir la estrategia para la Transición Energética. Los escenarios muestran que, bajo los supuestos considerados, el gas tendría un papel muy relevante en 2030, pero debería ser casi testimonial para 2050 (Cap. 1.A., Secc. 5, pág. 55). Esto plantea el problema de la amortización de las posibles inversiones necesarias en el sector gasista, que podrían impulsarse sobre la base del cumplimiento de los objetivos a 2030, pero que serían un lastre económico para los objetivos de 2050. Este conflicto debería manejarse con transparencia, y minimizarse, en la medida de lo posible, mediante acciones claras y decididas en eficiencia y ahorro y avances en la integración de renovables, que permitan reducir al máximo las necesidades futuras (tanto a 2030 como a 2050) de hidrocarburos.

(2) Cuando se hace referencia a la consecución de los objetivos ambientales, se mencionan una serie de escenarios que, de acuerdo con los resultados del capítulo de escenarios energéticos (Cap. 1, Gráf. 24) aumentan el porcentaje de eficiencia con respecto al caso base. En este comentario se obvia mencionar el caso del escenario "Sin nuclear", que proporciona el segundo aumento más elevado (despúes del escenario con mejora de eficiencia en edificios), muy por delante del tercero (mayor cuota de vehículos eléctricos).

1.A. ESCENARIOS ENERGÉTICOS Y ANEXOS

(3) En el primer pie de página de la "Tabla 16: Resultados principales de las sensibilidades" (págs. 70-71) se menciona que los costes de una posible extensión de la vida útil de las centrales nucleares oscilarían entre 150 y 750 millones de euros al año. Se argumenta que no son significativos frente al coste total de la energía. Sin embargo, es importante resaltar que este coste, repartido entre la electricidad generada por las centrales nucleares, no es nada despreciable. Tomando la generación de las centrales nucleares de los escenarios eléctricos (50,8 TWh) y el rango de coste mencionado anteriormente, las inversiones para

la extensión de vida útil provocarían un encarecimiento de la electricidad de origen nuclear de entre 2,95 y 14,76 €/MWh.

1.B. ESCENARIOS ELÉCTRICOS Y ANEXOS

(4) Un primer resultado de las simulaciones realizadas al que se presta poca atención tiene que ver con la viabilidad de los escenarios en los que no hay centrales nucleares y la potencia instalada de carbón es testimonial. Las simulaciones evalúan esta viabilidad mediante la Energía No Suministrada (ENS), que es nula tanto para el caso de un año con hidraulicidad media como con hidraulicidad seca. Esto significa que el parque considerado logra satisfacer la demanda eléctrica en todas las horas del año, aun prescindiendo de dichas fuentes de generación (el carbón, de hecho, no llega a generar por no ser competitivo).

(5) La estimación de potencia de respaldo necesaria que se hace en este capítulo podría estar sobreestimada en un rango de, al menos, 7-8 GW. Esto se debe al uso que se hace de la metodología basada en índice de cobertura:

i) Es una metodología pensada para parques de generación con un gran peso de centrales térmicas. No es adecuada para evaluar parques con alta penetración renovable, en los que las diferentes escalas de variabilidad temporal de la generación intermitente (diaria para la fotovoltaica y estacional para la eólica) exigen índices variables en el tiempo que relacionen la potencia instalada y la disponible. El uso de índices constantes sobreestima la potencia de respaldo necesaria.

ii) Se basa en una demanda punta que se extrapola a partir de la actual, ignorando que en 2030 la gestión de la demanda podría contribuir razonablemente a aplanar el perfil diario de consumo, reduciendo este valor en la punta.

iii) Asume una indisponibilidad térmica de 2 GW en todos los casos, si bien este valor podría ser menor en algunos escenarios. Por ejemplo, para escenarios que contemplan centrales nucleares (las de mayor potencia), este valor correspondería a la indisponibilidad simultánea de dos de ellas. Pero en ausencia de estas centrales, el valor correspondiente a la indisponibilidad de las dos centrales térmicas de mayor potencia sería más próximo a 1 GW.

iv) Dado que se trata del escenario extremo para evaluar la necesidad de potencia de respaldo, debería computarse el aporte de mecanismos como la interrumpibilidad (o equivalente). La posibilidad de prescindir de 2 GW de demanda en situaciones extremas reduciría la necesidad de potencia de respaldo en la misma cantidad.

v) Asume que solo 10 GW de los 23 GW instalados de hidráulica estarían disponibles para cubrir el caso crítico considerado. Sin embargo, si se incorporasen criterios de seguridad de suministro en la gestión de los embalses (como, por ejemplo, que el nivel de los embalses garantizase que la capacidad de generación hidráulica pueda ascender a 15 GW en todo momento) se reducirían drásticamente (en este caso, en 5 GW) la necesidad de potencia de respaldo. Esta medida resulta especialmente efectiva desde el punto de vista del coste asociado, al evitar inversiones en potencia de respaldo de dudosa rentabilidad a un coste nulo o muy bajo.

vi) Asume que las interconexiones contribuyen con 0 MW para cubrir la hora crítica.

(6) Una conclusión muy importante que se desprende de los resultados y que merece ser resaltada es que establecer un precio mínimo sobre el CO_2 emitido en la generación de electricidad es una palanca muy efectiva para la consecución de los objetivos ambientales, pero esto solo ocurre a partir de cierto valor umbral. Por debajo de este nivel (que se sitúa en el entorno de los 33 €/MWh) su impacto en los objetivos es despreciable. Esto tiene que ver con la influencia de esta variable en la generación del carbón, y en concreto con su capacidad de alterar el orden de mérito entre el carbón y el gas. Para valores superiores a los 33 €/MWh se observa una progresiva reducción de la participación del carbón en el mix eléctrico (llegando a no generar en absoluto para el caso base, que considera un precio de 50 €/MWh), con la consecuente reducción de emisiones y aumento del porcentaje de renovables en energía final. Este resultado pone de manifiesto el evidente conflicto entre generación de carbón y consecución de objetivos ambientales, y proporciona un valor umbral del precio del CO_2 para que esta señal sea efectiva en el proceso de descarbonización.

(7) Con respecto al papel de las interconexiones internacionales, el informe resalta insuficientemente un resultado que se desprende directamente de las simulaciones eléctricas: el aumento de la capacidad de interconexión no facilita la consecución de los objetivos ambientales, ya que por un lado aumentan las emisiones, y por otro se mantiene o se reduce el porcentaje de energías renovables estimado en energía final. Además, un incremento de las interconexiones se traduce en un aumento del coste marginal de la energía (el que determina el mercado), que se añade al aumento de los costes de inversión en red de transporte, que pasan de 131 a 334 millones de euros al año (ver Anexo 1.B, casos "Caso NTC E-F 8000 MW. Año medio" y "Caso Refuerzo E-F 8.000 MW. Año seco", págs. 206 y 207).

ANEXO SOBRE LA ENERGÍA NUCLEAR

(8) El contexto internacional que se da en este anexo sobre la energía nuclear contrasta con el proporcionado con otras fuentes, tales como el "World Nuclear Industry Status Report", que da una visión menos optimista del sector. En su edición de 2016, este informe señalaba que:

i) Se están produciendo cierres anticipados (antes del fin de la vida de diseño) en EEUU, Japón, Suiza, Suecia y Taiwán, en parte motivados por la competitividad de las renovables.

ii) En 9 de los 14 países donde se están construyendo nuevas centrales se han producido retrasos de varios años en todos los proyectos (China incluida).

iii) Se han anunciado nuevos planes de apagado nuclear (California y Taiwán).

iv) Todos los potenciales países que incluirían nuclear en el futuro (salvo Bielorrusia y Emiratos Árabes) han retrasado o anulado esta decisión.

v) Las proyecciones indican que la potencia nuclear mundial en 2040 será menos de la mitad de la actual.

(9) A nivel nacional, cabría haber mencionado que la energía nuclear cuenta con ventajas financieras que son incompatibles con principios que están presentes en otras partes del informe (el de "quien contamina paga" y el de colocar a todas las tecnologías en igualdad de condiciones de cara a competir). Me refiero a la cobertura económica por parte del Estado en caso de accidente nuclear (ver pie de página 5, pág. 260, "De acuerdo con lo establecido [...]"), a la absoluta incertidumbre de los costes que tendrá que asumir la Administración sobre la vigilancia institucional una vez que se haya procedido al almacenamiento definitivo de los residuos de alta actividad durante el tiempo que este se prolongue, y a la contribución a los fondos de ENRESA que se ha hecho desde la tarifa eléctrica en el pasado. Otras, no reconocidas de forma institucional, tienen que ver con los beneficios caídos del cielo que estarían recibiendo estas centrales por el hecho de haber disfrutado de marcos retributivos en el pasado que permitieron, ya en 2006, un alto grado de amortización de las instalaciones [20], y con los posibles ingresos indebidos vía Costes de Transición a la Competencia.

(10) Se debería enfatizar con mayor contundencia la importancia que tiene actualizar la tasa con la que se financiarán las actividades de desmantelamiento de centrales nucleares. Como se indica en el texto, esta tasa es actualmente deficitaria. Según la "Tabla 5. Valor de equilibrio de la tasa 2" (pág. 258), donde se dan posibles valores de equilibrio, la tasa debería ascender a 13,51 €/MWh para una tasa de descuento del 1% (el doble del actual 6,69 €/MWh) para garantizar que las centrales nucleares aportan la totalidad de lo que falta por recaudar para financiar el desmantelamiento de sus instalaciones. Cabe destacar que los valores aportados en esta tabla para 50 años deben tomarse con mucha precaución, dado que los propietarios de las centrales podrían decidir no explotarlas más allá de los 40 años por cuestiones puramente de rentabilidad económica. Este escenario no es nada descartable en un contexto de descenso de precios del mercado spot (por la incorporación de renovables) y por el incremento de coste de generación nuclear derivado de las inversiones necesarias para prolongar la vida útil. Nótese que este último coste (estimado en el comentario **(3)** podría resultar mayor que el descenso de la tasa al pasar de 40 a 50 años de vida útil. Por tanto, la única vía para garantizar que se evita un déficit asociado al desmantelamiento de centrales nucleares (que, de producirse, se trasladaría a los consumidores) es actualizar cuanto antes la tasa a su valor de equilibrio para el escenario de vida de 40 años.

2.1. PRINCIPIOS A APLICAR PARA UNA FISCALIDAD EFICIENTE SOBRE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS

(11) La reforma fiscal que se plantea tiene como restricción el no aumento de los ingresos fiscales. Esta restricción carece de sentido en un contexto en el que España está por debajo de la media europea tanto en presión fiscal en general (un 34% del PIB frente a un 40% en la UE en 2016) como en fiscalidad ambiental en particular (un 1,57% del PIB frente a un 2,4% en la UE en 2015), por lo que impide una vía de mejora clara del bienestar social. Así,

20 Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético

según la propuesta que se hace en el texto, los ingresos derivados de los impuestos ambientales que se proponen se emplearían en eliminar otros impuestos actualmente vigentes y en sufragar parte de los costes regulados del sistema eléctrico (en concreto, los costes regulados reconocidos a las energías renovables). En este sentido, la reforma es claramente insuficiente, al no permitir aumentar los ingresos vía fiscalidad ambiental, tal y como recomiendan numerosas organizaciones internacionales. Además, un aumento en recaudación es indispensable para poder dotar de recursos a la propia Transición Energética (tal y como se desprende de la experiencia de países de nuestro entorno como Alemania o Dinamarca); en otros capítulos del informe se señala que sería deseable (incluso crítico, según dónde se sitúen finalmente los objetivos medioambientales) impulsar medidas públicas orientadas a la eficiencia en edificios, electrificación del transporte, la creación de un organismo independiente que monitorice el grado de cumplimiento de los objetivos, garantizar una transición justa, etc., ya que parece probable que el propio mercado no sea una herramienta suficiente para que dichas transformaciones se realicen en tiempo y forma.

(12) En línea con el anterior comentario, la reforma fiscal que propone el informe es poco ambiciosa, al apuntar a precios del CO_2 en el rango mínimo del daño ambiental de las emisiones de CO_2 reportado por estudios internacionales (20-30 €/tCO_2), tal y como se recoge en el "Principio 1" de la sección 2.1.5 (págs. 275-276). Esto resulta inconsistente con el precio del CO_2 que se ha considerado en los escenarios base de este informe y que asciende a 50 €/tCO_2.

(13) La reforma plantea la eliminación del impuesto del 7% que grava los ingresos de la generación de electricidad por considerarse un impuesto ambiental mal diseñado (afecta a todas las fuentes por igual, sin discriminar por emisiones). Sin embargo, cabe recordar que, según la "Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética", este impuesto responde al daño ambiental ocasionado por las redes eléctricas de transporte y distribución necesarias para evacuar la generación. Por tanto, un trato apropiado a este impuesto sería su redefinición para que afectase a cada fuente de manera proporcional a la necesidad de redes que induce. En la práctica, supondría un mayor tipo impositivo a la generación centralizada (que hace uso de líneas de transporte y distribución), y menor a la generación distribuida. Su internalización en el precio vía mercado podría evitarse referenciando este impuesto a la potencia instalada en lugar de a la energía generada.

2.2. PRINCIPIOS PARA UN DISEÑO EFICIENTE DE LOS PEAJES DE ACCESO

(14) Este capítulo plantea reglas de diseño eficiente de peajes. En él se reconoce que la situación actual, si bien se considera ineficiente (porque se cubren costes fijos con ingresos variables), puede tener sentido para evitar una "tarifa plana" de la electricidad que pueda desincentivar el ahorro y la eficiencia. Así, en las consideraciones finales se reconoce que si se acometiesen las reformas fiscal (Cap. 2.1) y de mercado (Cap. 3.1), el precio de la energía reflejaría su verdadero coste, por lo que se conseguiría un incentivo correcto a la eficiencia, y podría procederse a la reforma de peajes planteada. Aquí es importante señalar que es muy dudoso que las reformas fiscales y de mercado propuestas en este documento logren este objetivo. Por un lado, la reforma de mercado no cuestiona el mercado marginalista, que

solo revela el coste de oportunidad, y que nada tiene que ver con el coste de generación, mucho menos con las externalidades asociadas a la generación eléctrica. Por otro, la reforma fiscal introduce precios a las emisiones, trasmitiendo la ficción de que estos suplen los daños causados, pero lo cierto es que existe una gran incertidumbre sobre el coste que puede llegar a suponer el cambio climático (según la intensidad con la que se produzca), que es el verdadero coste que habría que asignar a las emisiones que lo generan. Por ejemplo, la Comisión Europea estima que "el coste mínimo que le supondría a la UE no tomar ninguna medida de adaptación al cambio climático oscila entre 100.000 millones de euros en 2020 y 250.000 millones de euros en 2050"[21]. Estas cifras ignoran, además, los costes que deben asumir otros países cuya contribución al cambio climático es mucho menor, pero que sufrirán sus efectos de forma más acusada. Por tanto, es imperativo que el incentivo a la eficiencia y al ahorro no se atenúe en el proceso de reformas que se proponen en este documento; en concreto, cualquier reforma a los peajes debe ser precedida por una evaluación de esta posible atenuación, y las reformas al mercado y a la fiscalidad no deben entenderse como una "solución técnica abordable" a la señal a la eficiencia y al ahorro, por la dificultad de internalizar el verdadero coste ambiental asociado a la generación eléctrica. El papel crucial de la eficiencia y el ahorro queda reflejado en los resultados de los escenarios, que señalan la reducción de la demanda como la manera más efectiva y barata de avanzar en la consecución de los objetivos ambientales.

ANEXO 2.2.4. SUBVENCIÓN IMPLÍCITA A LA REDUCCIÓN DE CONSUMO

(15) *(El vocal D. Josep María Salas Prat se adhiere a este comentario)* El Anexo 2.2.4 tiene por objeto ilustrar la existencia de una subvención implícita a la reducción de la demanda (y, en especial, al autoconsumo) con el objeto de justificar la existencia de un cargo por energía autoconsumida. Pero incurre en varios errores que merecen ser señalados:

i) En el primer párrafo se argumenta que la situación actual conlleva sobreinversiones no óptimas en autoconsumo y ahorro energético. Tal y como se acaba de indicar en el comentario **(14)**, mientras que el precio de la electricidad no internalice sus verdaderos costes ambientales, no tiene sentido hablar de un nivel de "inversión óptima", por tanto, tampoco de sobreinversión en medidas de eficiencia y ahorro (y el autoconsumo lo es, al reducir las pérdidas asociadas al transporte).

ii) El anexo magnifica el problema para el caso del autoconsumo al no cuantificarlo. Durante las sesiones dedicadas a este tema se han presentado diferentes estimaciones del coste asociado a la pérdida de ingresos por peajes. El rango de estas oscila entre los 30 y los 100 millones de euros al año por GW instalado. Esta cantidad representa en torno al 0,5% de la necesidad de recaudación por peajes. En términos relativos, se trata de un problema de una magnitud irrelevante, máxime si se compara con las ventajas que aporta el autoconsumo, descritas en el comentario **(18)**.

iii) El desglose de la Tabla 2.2.4 (pág. 331) es para un año (2015) en el que hubo exceso de ingresos (469 millones de euros más que los costes regulados). Esto resulta en una

21 http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2013/ES/1-2013-216-ES-F1-1.Pdf

sobreestimación de la denominada subvención implícita al autoconsumo, dado que la necesidad de recaudación fue menor que la que realmente se produjo.

iv) Se menciona que la reducción de ingresos derivada del autoconsumo implica que son otros consumidores los que acabarían pagándola. Esto no tiene por qué ser necesariamente así. Se ha planteado en comisión la propuesta de que sean los generadores (autoconsumidores incluidos) los que aporten esta cantidad, dada la ínfima contribución que hacen estos a la recaudación por peajes (del orden del 1%). La falta de acuerdo hizo que esta propuesta no fuera mencionada en el informe.

v) Se señala como un defecto que el autoconsumidor deja de pagar los impuestos de la "Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética". Esto no es un defecto en la medida en que este ha invertido en generación para no consumir energía procedente de fuentes que sí deben pagar esos impuestos. En cualquier caso, al autoconsumir se evita el uso de redes de transporte, cuyo impacto ambiental es el que justifica el impuesto de generación introducido en la Ley 15/2012, como ya se ha mencionado en el comentario **(13)**.

3.1. SEÑALES DE INVERSIÓN A LARGO PLAZO

(16) La sección 3.1.2 del documento (pág. 338) introduce una propuesta de mecanismo de capacidad orientada a generar una señal a la inversión a largo plazo. A esta propuesta, si se lleva a cabo (es muy probable que, debido a la sobrecapacidad del sistema actual, dicha señal no sea necesaria en los próximos años) cabe exigirle una restricción que no se menciona en el texto: que solo aplique a centrales de nueva instalación. Esta es una condición indispensable para que las decisiones de inversión permanezcan dentro del marco retributivo en el que se tomaron. Así, por ejemplo, una inversión en ciclos combinados realizada en el pasado debe seguir siendo remunerada en el marco en el que se tomó la decisión de invertir (lo cual es posible, puesto que el mercado de electricidad va a seguir funcionando). Esto es imprescindible para evitar beneficios sobrevenidos (beneficios caídos del cielo) que podrían darse si se permitiese su participación en un nuevo mercado de capacidad. De lo contrario, el mecanismo de capacidad propuesto podría convertirse en una manera de rentabilizar inversiones (a costa del consumidor) que se demostraron no rentables en el marco retributivo en el que se tomaron. Esto es de especial relevancia en el caso de la sobreinversión en centrales de ciclo combinado (basadas en estimaciones sobre la demanda erróneas), y que se han demostrado innecesarias en los años posteriores. Por último, cabe mencionar que, puesto que es probable que en un escenario de cierre de centrales de carbón y nucleares sea necesario contar con el respaldo de centrales de ciclo combinado actualmente construidas, la condición antes mencionada para participar en el mercado de capacidad (solo a nuevas instalaciones) podría extenderse a instalaciones que han cambiado de titularidad (de modo que el proceso de compra-venta actuase de mecanismo para asignar las pérdidas asociadas a una mala decisión de inversión sin que afecte al consumidor eléctrico).

(17) Este capítulo, orientado a mejorar el mercado eléctrico, debería incluir la identificación de errores de mercado que se dan en la actualidad, y proponer soluciones. Un ejemplo

notorio es la barrera de entrada en la tecnología hidráulica con embalse. Estas centrales cuentan posiblemente con el mayor margen de beneficio al tener costes muy bajos de generación, la capacidad de reservar la generación y utilizarla en momentos de alta demanda con precios elevados, así como al hecho de haber contado con un período muy largo para haber amortizado las inversiones. Debido a esto, en condiciones de mercado perfecto, las nuevas inversiones deberían hacerse en esta tecnología, pero no es así por las evidentes barreras de entrada implícitas en esta forma de generación. Por tanto, para corregir este defecto, serían necesarios mecanismos que introdujesen presión competitiva, y que ajustasen los márgenes de beneficio que generan de acuerdo a leyes de mercado. Cabe destacar que la subasta de las concesiones de explotación no cumple este papel por realizarse por periodos de tiempo demasiado largos (varias décadas). Otro ejemplo de mal funcionamiento en el mercado tiene que ver con los posibles beneficios caídos del cielo que reciben, principalmente, centrales nucleares e hidráulicas, tal y como se indicó para el caso de la nuclear en el comentario **(9)**.

3.2. RECURSOS DISTRIBUIDOS Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA

(18) *(El vocal D. Josep María Salas Prat se adhiere a este comentario)* En general, este informe reconoce el papel clave del autoconsumo en la Transición Energética. Prueba de ello es que el escenario central considerado ("Distributed Generation") asume 47 GW fotovoltaicos en 2030, de los cuales un tercio corresponde a instalaciones menores de 10 kW (ver Cap. 1.B., Secc. 4, pág. 106). Sin embargo, en determinadas partes el documento falla en identificar y proponer soluciones para algunas de las barreras actuales al autoconsumo (o lo hace de forma ambigua). Esto se debe, en parte, al reconocimiento inexistente o ambiguo que se hace sobre varias ventajas de la generación distribuida. Algunas de ellas son:

i) Reducción de las inversiones necesarias en potencia de respaldo, derivada de la reducción de la demanda pico por modificación de patrones de consumo.

ii) Reducción de las inversiones necesarias en redes de transporte, derivada de la menor necesidad de transportar energía a larga distancia.

iii) Reducción de pérdidas eléctricas, tanto cuando se autoconsume como cuando se vierte a red un exceso aprovechado por un consumidor próximo.

iv*)* Mayor generación de empleo por MW instalado comparado con la fotovoltaica centralizada[22].

v) Acelera la transición energética, al incorporar recursos financieros provenientes de familias y pymes que se destinan a la instalación de renovables (que, de otro modo, dudosamente se destinarían a la instalación de fotovoltaica centralizada).

vi) Mejora la economía de familias y pymes al haber una mayor redistribución de los beneficios de generación, de otro modo concentrados en muy pocas empresas.

[22] UKERC (05 Nov. 2014), Low carbon jobs: The evidence for net job creation from policy support for energy efficiency and renewable energy. [http://www.ukerc.ac.uk/publications/low-carbon-jobs-the-evidence-for-net-job-creation-from-policy-support-for-energy-efficiency-and-renewable-energy.html].

(19) *(El vocal D. Josep Maria Salas Prat se adhiere a este comentario)* Los beneficios adicionales señalados en el comentario **(18)**, no reconocidos por el mercado eléctrico, justificarían medidas que impulsen de forma activa el autoconsumo, o al menos una postura más firme sobre la eliminación de las actuales barreras al autoconsumo. Esto no sucede en el informe de la Comisión, al menos, en los siguientes aspectos:

i) Marcos retributivos simplificados tales como balance neto (económico o en energía) y "feed-in tariff" que, al menos de forma transitoria durante una primera fase, facilite el despliegue del autoconsumo. Así sucede en la práctica totalidad de los países que han regulado el autoconsumo. Este aspecto no se menciona en el documento, dejando como única posibilidad la retribución de los excedentes vía mercado.

ii) Eliminación del peaje por energía autoconsumida. En el documento se sostiene que esta medida ha de tomarse en paralelo a la reforma de los peajes. Sin embargo, el reconocimiento de las ventajas del autoconsumo antes mencionadas justificaría su eliminación sin retraso. Cabe destacar que la posición actual del Parlamento Europeo con respecto a este cargo es su eliminación.[23] Sobre el escaso impacto de la eliminación de este peaje por energía autoconsumida en los ingresos del sistema, véase el punto ii) del comentario **(15)**.

iii) Eliminar la obligación de medir la energía autoconsumida. El coste actual del contador es una fracción no despreciable del coste de una pequeña instalación. Además, supone un requisito desproporcionado frente a otras acciones "no monitorizadas" que se dan en el ámbito privado del consumidor que afectan a la demanda de energía, como la eficiencia. Por último, la generación fotovoltaica es fácilmente estimable hora a hora, por lo que el impacto de no medir la energía autoconsumida en la gestión del sistema y en el cómputo de generación renovable para verificar objetivos es mínimo. De hecho, la generación de cerca del 40% de las instalaciones fotovoltaicas a día de hoy es estimada (situación similar a la de otros países del entorno).

Finalmente, sobre los capítulos 4 (**MOVILIDAD SOSTENIBLE**) y 7 (**TRANSICIÓN JUSTA Y POBREZA ENERGÉTICA**), me adhiero a las secciones correspondientes del voto realizado por el vocal D. Jorge Aragón, por coincidir en las reflexiones allí señaladas.

[23] PARLAMENTO EUROPEO, Amendments adopted by the European Parliament on 17 January 2018 on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (COM(2016)0767 – C8-0500/2016 – 2016/0382(COD)). Enmienda 179. [http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=TA&language=EN&reference=P8-TA-2018-0009]

REFLEXIONES PARTICULARES PRESENTADAS POR D. JOSÉ LUIS DE LA FUENTE O'CONNOR

El vocal de la Comisión de Expertos abajo firmante presenta las siguientes reflexiones sobre el Informe Final de la Comisión de Expertos (en adelante "El Informe") sobre escenarios de la Transición Energética.

1. INTRODUCCIÓN Y EL RESULTADO DE MI VOTO A ESTE INFORME

He votado **SÍ** al resultado que plasma el *Informe de la Comisión*. Lo he hecho por su contenido[24], que en algunos apartados alcanza cotas de calidad y detalle notables, por la amplitud, y en algún caso pormenor, de los asuntos tratados y por la valentía en cómo se han acometido todos. Los resultados, conclusiones y recomendaciones de este documento podrían ser el punto de partida, o tronco, del que partiesen avances más extensos en algunas de sus facetas. Todos ellos, creo, deberían propiciar un debate mucho más extenso sobre esos asuntos y cómo potenciar e intensificar la Transición Energética española.

El Informe es el fruto de debates y consenso llevados hasta el extremo por un conjunto de personas en el que están representados amplios sectores políticos, empresariales y sociales de toda España. Pienso que puede abrir vías a la colaboración, más amplias, y aportaciones de la sociedad civil española, pues la Transición Energética, si debe ser algo, será el resultado de la participación de todos los individuos, instituciones y territorios que trabajamos para que sea un éxito en España en términos de interés general, empleo, bonanza económica y mejora de nuestro medio ambiente y calidad democrática.

El Informe también es una buena base para profundizar en bastantes aspectos que mejorar y racionalizar del sector energético español de cara a intensificar su descarbonización y a encauzar y potenciar la imparable tendencia hacia tecnologías limpias, así como a hacer, mientras se pueda, mucho más eficientes los actuales usos de aquellas basadas en combustibles fósiles. No hay que olvidar que estos han permitido a la Humanidad, desde que Newcomen y Watt introdujeron la máquina de vapor a comienzos del siglo XVIII, un desarrollo y nivel de bienestar absolutamente espectaculares, así como sucesivas

[24] Que tal vez podría haberse mejorado y ampliado de haber podido disponer de más herramientas, o modelos, para simular con más alcance y detalle los escenarios que propusimos.

revoluciones industriales de base científica, con productividades, innovaciones y avances importantísimos.

Partiendo desde este punto, desearía agradecer de corazón al Gobierno de España haberme nombrado Vocal de esta Comisión de Expertos que ahora rinde su Informe Final. A la Unión General de Trabajadores, el proponer mi nombre al Gobierno. Ha sido una experiencia formidable y un esfuerzo no menos notable que siempre agradeceré a un destino que me puso al alcance de nuestro Gobierno para esta singular travesía.

También deseo agradecer el comportamiento para conmigo de todos y cada uno de los brillantísimos compañeros de esta Comisión y el esfuerzo que todos han puesto —en especial el de aquellos que se desplazaban a Madrid cada una de las 27 reuniones o sesiones de debate que hemos mantenido— para que en conjunto diésemos lo mejor en aras de conseguir un resultado óptimo para los objetivos que planteó el Gobierno al nombrarnos. También, a nuestra compañera Mayte Velasco, y a sus dos eficientísimas colaboradoras, por la sabiduría y profesionalidad que han puesto a nuestra disposición.

Me gustaría destacar especialmente en este escrito el formidable liderazgo y rectitud que nuestro Presidente, Jorge Sanz, ha desplegado a lo largo de estos casi siete meses de intensísima actividad material e intelectual. Sin ese liderazgo y permanente apertura al dialogo y al consenso, sin desfallecer en ningún momento, hubiese sido muy difícil que este Informe alcanzase el grado de detalle, amplitud de miras y acuerdos que ha obtenido.

Este pequeño apartado de agradecimiento no estaría completo sin mi reconocimiento a la Empresa donde trabajo, por su consideración y apoyo durante estos meses, así como por los medios con que me ha ayudado. Todo ello me ha permitido realizar mi labor sin ninguna traba y atender mis obligaciones simultáneamente.

Sobre la figura del **experto** que tanto se menta en el argumento de este esfuerzo de creación colectiva, me gustaría apuntar brevemente que yo la entiendo como una persona con amplia experiencia profesional y personal en una materia —en este caso la energía, o el mundo de la energía—, que es capaz de imaginar y anticipar de alguna manera un futuro al respecto —no necesariamente prediciéndolo— y que puede vislumbrar en él diversos escenarios de ocurrencias, implicaciones de ellas y supuestos y juicios sobre su evolución. No el que sabe absolutamente de todo y en todos sus detalles.

Es de todos conocido que no todos los avances tecnológicos o sociales, existentes o previstos, se extendieron como algunos expertos predijeron. Lo que sabemos del éxito de los expertos económicos en la predicción o, incluso, en el diagnóstico de la última crisis económica internacional debería ser suficiente para ser cautelosos ante sus (nuestras) afirmaciones. Tetlock [25] nos ha enseñado (documentalmente), por una parte, que los expertos, por término medio, suelen ser algo —no mucho— más certeros en sus predicciones que el mero azar, pero menos que ciertos algoritmos de extrapolación básicos, especialmente en pronósticos a mayor plazo. Y, por otra, que hay expertos que destacan consistentemente por ser buenos pronosticadores y que sus características y

[25] Tetlock, P.E. 2005. *Expert political judgment. How good is it? How can we know?* También, Tetlock, P.E. and Gardner, D. 2015. *Superforecasting. The art and science of prediction*.

procedimientos sugieren que los buenos pronósticos requieren recoger evidencia procedente de varias fuentes, razonamientos probabilísticos, trabajo en equipo, y estar dispuestos a reconocer los errores y cambiar, entre otros rasgos. En mi caso he tratado de aportar a la Comisión, además de mucho estudio y análisis, esa experiencia y mi conocimiento y capacidad de interpretación al respecto, así como dónde he creído estaba el mejor talento al que consultar los múltiples asuntos que hemos tratado: Asociaciones empresariales, empresas, instituciones, Administraciones, Universidades, expertos, etc.

De lo que apunto en el párrafo anterior, y en torno a la Transición Energética, la conveniencia de adoptar una actitud de alerta y de cautela, deliberación y experimentación por parte de los actores políticos, económicos y sociales, siendo conscientes de las no pocas incertidumbres del proceso en curso de esa transición, la rapidez de los cambios y la gravedad de los posibles efectos de unas decisiones u otras. Incertidumbres que se refuerzan cuando se consideran los factores en juego y los debates que suscitan a todos los niveles y con la virulencia que lo hacen. No se trata de esperar a tomar decisiones a tener todo el conocimiento necesario —pues los acontecimientos pueden desbordarnos—, pero tampoco adoptarlas sobre la base de anécdotas, los imaginarios o escenarios más mediáticos o llamativos, o de extrapolaciones a partir de pocos casos de uno o dos países.

2. CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE ALGUNOS DE LOS CONTENIDOS DE ESTE INFORME

El Informe de la Comisión de Expertos establece en el horizonte energético de nuestro país, hacia el 2050, **dos grandes objetivos**, o claves, para su posible desenvolvimiento y fortalecimiento: su **descarbonización y la seguridad y eficiencia económica de su abastecimiento.**

Luego los apoya -en un marco normativo general marcado por nuestra pertenencia a la UE y los compromisos que hemos adquirido al respecto dentro de ella- en diversos subobjetivos, o palancas, que son esenciales para conseguirlos: la introducción de niveles ambiciosos de energías renovables, un nuevo marco de fiscalidad para los productos energéticos y de diseño eficaz de los peajes de acceso a las redes, cómo optimizar en el sector eléctrico el funcionamiento del actual mercado y el saber hacer tecnológico y de conocimiento operativo del sistema de producción y transporte, cómo potenciar y beneficiarse de las posibilidades que plantean los recursos distribuidos de generación y la gestión de la demanda eléctrica y, en apartados concretos, qué políticas o actuaciones se vislumbran como adecuadas para mejorar la descarbonización y la eficiencia energética en diversos sectores clave de nuestra economía.

El Informe no olvida la importancia de dotar de estabilidad y predictibilidad a los marcos concretos que se establezcan, y cómo hacerlo. Tampoco evita pronunciarse sobre cómo adoptar sistemas retributivos adecuados a las tecnologías de generación eléctrica que han probado su eficiencia y a las que, pese a su baja utilización, deban dotar de seguridad y otros elementos técnicos a un sistema que será más intermitente que el que históricamente conocemos. Apunta con cierta evidencia de cara al futuro que la competencia en el mercado

eléctrico será más importante por la vía de proveer capacidad de producción, y por tanto entrar en él, que la propia energía ya dentro de él.

Todo lo abordado ha sido un ejercicio de prospectiva enorme, aderezado con escenarios diversos, que busca anticipar e imaginar, desde la atalaya de 2018, cuál debe ser el mejor punto de partida para que luego, entre todos, los desarrollemos a lo largo de las próximas décadas en la Transición Energética. En esa labor estamos prácticamente todos los países avanzados del Planeta, con diversos matices y enfoques.

El coordinar esos dos grandes objetivos arriba enunciados, probablemente en la nueva Ley de Cambio Climático y Transición Energética, con otros medioambientales con respecto a la calidad del aire y el agua, en la agricultura, en el transporte, con una estrategia industrial, con objetivos de prestaciones sociales, de bienestar y de erradicación de la pobreza, y algunos otros, constituye un desafío titánico para el Gobierno actual y los futuros Todos debemos contribuir a superarlo vislumbrando soluciones y aportando nuevo conocimiento según surja.

2.1. Sobre el empleo en el proceso de Transición Energética

Un aspecto al que he tratado personalmente que se le diese una importancia singular a lo largo de la andadura de la Comisión, con desigual resultado, es el de la generación de nuevo empleo en torno a la Transición Energética. En su generalidad (no sólo en este ámbito de la transición), este asunto sigue siendo crítico para nuestro país —nuestra gran asignatura por aprobar en las últimas décadas—. Las cifras de personas en paro de todas las edades, género y condición siguen siendo escalofriantes, e inadmisibles para un país rodeado de otros muchos en la UE donde las mismas apenas llegan a la mitad.

Sobre el empleo me gustaría compartir con el lector en las líneas que siguen unos brevísimos apuntes sobre el trabajo realizado para incorporarlo al Informe, más allá del simple dar cifras a la ligera del potencial creador de empleo de la Transición Energética, pues estas pueden variar enormemente, de un país a otro y de un territorio a otro, dependiendo de múltiples factores, no bien conocidos todos.

Una forma de abordarlo — la elegida al final por la Comisión — en el contexto de la Transición Energética ha sido a través de las claves que comporta el término ya acuñado como Transición Justa. La idea es que, si en esta transición va a haber ganadores y perdedores, en términos de creación y destrucción de empleo, que ésta última faceta del problema sea prevista con tiempo suficiente, e internalizada dentro de todo el proceso de la transición con los mecanismos habituales que una sociedad avanzada como la nuestra tiene. También, adecuando la capacidad de incorporar la fuerza laboral sobrante en determinadas parcelas de actividad, a otras, mediante la capacitación, formación y estudios avanzados que requiera ese paso. Es clave que para ello exista un clima de cooperación leal entre los actores involucrados, los interlocutores sociales y los grupos de interés afectados. El organismo del máximo nivel que proponemos en el capítulo de Gobernanza para dar empaque al pilotaje de la Transición Energética es esencial para que este aspecto se contemple como prioritario desde el principio.

Otra forma ha sido la de obtener y evaluar indicadores, multiplicadores y métricas en los que apoyarnos para hacer una estimación de la capacidad de generar empleo neto en la Transición Energética de cara al 2050, con parada en 2030. Al respecto he revisado la literatura disponible para conocer patrones y pautas que pudiera reflejar el Informe final. A pie de página[26] cito los estudios y análisis más relevantes encontrados, de alrededor de las 60 fuentes de datos halladas. Los hay que ligan ex ante el despliegue de renovables, crecimiento verde y empleo, los que llevan a cabo una revisión completa de la literatura disponible en su momento y adoptan ciertos indicadores de su análisis, y los que exploran datos de empleo ex post una vez tales o cuales políticas de estímulos se han implementado, se han cerrado centrales productoras de energía eléctrica de tal o cual tipo, por ejemplo, y otros tipos de desarrollos.

También hay estudios que analizan la influencia en el empleo del cambio de vector energético, de los combustibles fósiles a la electrificación, en un sector clave como el transporte y en la industria de automoción, en otras industrias y en la eficiencia en la edificación y en la generación de calor para la industria. No hay ninguno del que tenga noticia de lo que puede suponer la globalidad y transversalidad de la Transición Energética en empleo para el sistema productivo correspondiente y la economía.

En todos los documentos que más se profundiza en la cuestión[27] se destaca —dado lo poco claras que están las interactuaciones que las diversas políticas ya implementadas de Transición Energética conllevan en los sectores donde influye—, la importancia de implementar bien esas políticas, y de forma coordinada, teniendo en cuenta, por encima de otras cuestiones, lo siguiente: cómo los diversos mercados laborales responden a los estímulos, la extensión primordial de la formación vertical u horizontal y la innovación, los indicadores disponibles en algunos países de intensidad de puestos de trabajo por millón de euros invertido, los territorios donde se aplican las medidas y cómo fluye la información que el modelo de gobernanza de la Transición Energética pone a disposición de los agentes, interlocutores sociales y comunidades.

[26] http://www.irena.org/publications/2017/May/Renewable-Energy-and-Jobs--Annual-Review-2017 https://www.oecd.org/environment/Employment-Implications-of-Green-Growth-OECD-Report-G7-Environment-Ministers.pdf
https://www.camecon.com/how/our-work/fuelling-europes-future/
https://www.e3g.org/docs/Cleaner_Smarter_Cheaper_Report_Web11.pdf
http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/Measuring_the_employment_impact_of_energy_sector1.pdf
https://euroace.org/wp-content/uploads/2016/10/2012-How-Many-Jobs.pdf
https://www.eurobserv-er.org/pdf/EtatdesENR-2017-FR.pdf
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/beschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland.html
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/CE_EE_Jobs_main%2018Nov2015.pdf
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/bruttobeschaeftigung-erneuerbare-energien-monitioringbericht-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=11
http://emplois-climat.fr/wp-content/uploads/2017/01/guide_emplois-climat.pdf
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf
https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2017-job-potentials-of-re-ee-ger-pol-factsheet.pdf
http://www.energy.ca.gov/2014publications/CEC-400-2014-016/CEC-400-2014-016.pdf
https://www.camecon.com/how/our-work/fuelling-europes-future/

[27] Ninguno se refiere a España, salvo para aportar datos contrastados de empleo en renovables.

Dado lo poco concluyente que lo analizado puede extrapolarse al contexto español y a nuestro Informe, no se ha plasmado en el mismo. En cualquier caso, parece evidente que, de cara al futuro, y a cómo se puede leer y entender en clave positiva este importante aspecto del empleo en el Informe de la Comisión, creemos que se hace imprescindible realizar —ya— en nuestro país una evaluación, como las que citamos de la República Federal Alemana, Francia, o CE, donde todas esas interactuaciones y dimensiones se modelicen, contemplen, analicen en un contexto de UE, y se expliciten recomendaciones que llevar a cabo en una Transición Energética que ponga en uno de sus focos prioritarios el empleo como vector de crecimiento económico, social y medioambiental. También, que se tenga en cuenta en todo ello el coste de la inacción en un contexto de cambio climático, que ya muestra evidencias más que palpables.

Una adecuada gestión de la transición energética, unida a la urgencia que se plantea en la reflexión que adelanto en el apartado siguiente sobre el cambio climático, permitiría que las múltiples oportunidades que la descarbonización bosqueja se deban convertir en empleos, sostenibles en el tiempo, de la economía verde. Por sólo citar pequeños nichos: ecodiseño, fábricas de componentes para paneles solares o eólicos; fábricas de bombas de calor, o de baterías, o de vehículos eléctricos, o de bombillas leds, de reciclaje intenso, etc., etc.

Si dichas oportunidades se plantean de manera prioritaria para aplicar a las regiones vulnerables, los beneficios serán dobles, pues se podrán dar salida hacia empleos sostenibles a los jóvenes de dichas regiones que hoy en día parecen abocados a emigrar.

2.2. Sobre el problema del cambio climático en España y sobre las formas de entender la prudencia en los planteamientos utilizados

Un elemento que podría echarse en falta en el Informe -no se podía abordar todo, o hay actividades en marcha muy notables a respecto en otros ámbitos- es la contextualización de lo que significa para España el cambio climático.

No sólo los informes del IPCC focalizan en nuestro país efectos muy negativos en el futuro sobre nuestra tradicional forma de vida y sobre nuestro modelo económico, sino que las realidades contrastadas en el momento actual nos deberían preocupar de manera crítica. Para España se vaticinan (y ya se concretan) importantes carencias hídricas, efectos negativos sobre nuestras costas - en forma de fenómenos extremos y crecimiento del nivel del mar que afectan de manera grave a infraestructuras y modelos de negocio clave para el sector del turismo-, olas de calor, afectación a la biodiversidad y ecosistemas, etc. Un país tan posiblemente afectado por un problema global debería tomar decisiones audaces, aunque pragmáticas, para que otros países, con menores afecciones o con menores capacidades económicas, vean en nosotros un liderazgo que les contagie a tomar medidas de mitigación de las emisiones que ayuden a resolver dicho problema general (que nos ocasiona a todas luces tantos problemas locales a algunos países).

Esos efectos negativos, unidos a los de la contaminación local que también provoca la quema masiva de combustibles fósiles en la producción o en el consumo, habrían de poner una leve sordina al criterio de "prudencia" que se utiliza en el Informe a la hora de proponer el uso de determinadas herramientas de descarbonización ya disponibles. En efecto, en el Informe aludimos varias veces a la prudencia antes de apostar por algunas tecnologías bajas en

carbono que aún no son competitivas respecto a las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, debido al coste que dicha descarbonización pudiese representar para la sociedad. Este planteamiento no tiene del todo en cuenta el incremento de competitividad que alcanzarían de manera automática las tecnologías bajas en carbono, como las baterías, el vehículo eléctrico o algunas energías renovables, si se tuviesen en cuenta las externalidades no reflejadas en los costes y precios actuales de las tecnologías emisoras. La merma de PIB que representan (y que aumentarán a futuro) las pérdidas de infraestructuras por los fenómenos extremos, o los problemas de salud que generan las olas de calor o contaminación local, etc., etc., son costes reales que, aunque no los veamos todavía directamente asignados a la tecnología que los ocasiona, los paga el ciudadano, las más de las veces no sólo en forma de dinero.

En conclusión, siendo interesante plantear "prudencia" ante los costes de la descarbonización, también debería hacerse ante los costes de la no descarbonización, pues para un país como España son de órdenes de magnitud superiores a los primeros.

En ese sentido, el excelente trabajo realizado por la Comisión, que plasma el Informe en lo que respecta a la propuesta de reforma fiscal, debe ser la clave para para considerar los pesos adecuados que deben tener "ambas prudencias".

2.3. Sobre el transporte y la movilidad sostenible y el efecto que una actuación tardía podría tener en el empleo en un sector crítico para España

Si bien lo hemos tratado con rigor en el Informe, creo que no lo hemos enfatizado todo lo debido**: el éxito de uno de los dos objetivos mencionados más arriba, la descarbonización de la economía de España, y por extensión la de la UE, pasa inexorablemente por una movilidad limpia y eficiente** —sobre todo en las concentraciones urbanas— **y por unos hábitos de desplazamiento innovadores en esa dirección**. Y hacia ese objetivo presumo que hay que dirigirse cuanto antes pues las señales de cambio climático y contaminación local, y sus efectos devastadores en la salud de las personas, se dejan notar día a día de forma evidente.

De momento, las cifras del último año, 2017, muestran que, en lo que respecta a las emisiones de gases de efecto invernadero, se ha revertido la tendencia bajista de los últimos años y vamos en el sentido opuesto a lo que sería deseable en ese camino hacia la descarbonización. La brújula que nos marca un objetivo a alcanzar, en términos de emisiones e indicadores de cambio climático, no se corresponde con el mapa por el que hemos decidido guiarnos, de momento.

El sector del transporte, en su aspecto energético, por su carácter y transversalidad, y por sus importantes cifras[28] para nosotros los españoles, sin duda alguna, merece la pena ser analizado y cuantificarse en detalle pues repercute e influye en otros muchos por su

[28] Más de 100.000 MM€ de cifra de negocio, 870.000 personas empleadas en él. Casi el 10% del PIB de nuestro país tiene que ver con el transporte, el 9% de la población activa trabaja en él, implica el 41% de la energía final que se utiliza en España y alrededor del 30% de los gases de efecto invernadero que emitimos a la atmosfera cada año. En el mundo, grosso modo, casi representa el consumo del 50% de la energía global utilizada.

condición de facilitador, movilizador y dinamizador —es como la sangre de un organismo vivo— de muchas actividades necesarias para ellos. Pero no aisladamente.

El transporte y la movilidad de personas y mercancías, está íntimamente ligado al sector de la automoción[29], al de equipos y componentes para el automóvil, al de la aeronáutica, buques, bienes de equipo, al de la salud de las personas —al ser el causante de más de 34.000 muertes prematuras en nuestro país y multitud de enfermedades que tensionan nuestro sistema sanitario—, al de la industria manufacturera, los biocombustibles, la logística y a otros relevantes. El empleo que crea y mantiene es, como indicamos, muy importante, casi estructural, para nuestra economía. Su consumo de combustibles líquidos representa una parte muy sustancial de los 30.300 MM€ en factura energética que España gastó en 2017 en petróleo y sus derivados. En comparación con otros países de nuestro entorno el consumo de energía final de este sector por unidad de PIB es 8 puntos porcentuales[30] superior al porcentaje medio de la UE.

Todos los datos y evidencias de que se disponen conducen a asegurar que la Transición Energética hacia una economía descarbonizada en España pasa obligatoria e ineludiblemente por un profundo cambio en los modos y tecnologías que se usan en el transporte y por adecuar los comportamientos y usos actuales apuntando hacia objetivos de una movilidad limpia y, por supuesto, mucho más eficiente en el uso de los combustibles actuales.

Esos mismos datos apuntan igualmente a que ya es posible empezar a descarbonizar progresivamente el transporte, disminuir su dependencia de los combustibles fósiles, migrar a otros autóctonos y a la vez, por esas vías, estimular el crecimiento económico, la reindustrialización de nuestro país, la creación de empleo y la mitigación del cambio climático. A este respecto es factible llegar con cifras superiores al 60% en la reducción de las emisiones de CO_2 de aquí al 2050, y cifras similares o superiores para NO_x, SO_x y partículas.

Para alcanzar ese objetivo hay varias tecnologías disponibles en un grado de madurez alto. Queda proponerse misiones concretas que conseguir—una clara sería la descarbonización y sostenibilidad futura del transporte—, concebir las políticas adecuadas para conseguirlo de aquí al 2050 y programar la regulación para hacerlas eficaces y soportarlas. El "colchón" que nos permite conocer lo que otros países ya están haciendo después de años de andadura puede ser un factor de cobertura de incertidumbres importante.

Aunque no parece aconsejable desechar en estos momentos avances importantes en tecnologías tradicionales basadas en la combustión de carburantes fósiles que las lleven a emitir menos cantidades de gases y partículas, ni tampoco otras basadas en otros vectores energéticos, como el hidrógeno, la alternativa tecnológica más a mano a día de hoy para descarbonizar el transporte es la movilidad que resulta de utilizar la electricidad producida o almacenada de diversas maneras[31]. Es decir, la tracción eléctrica.

[29] España es el segundo productor de vehículos a motor de la UE, con una cifra de producción en 2016 de 2,89 MM, y el séptimo del mundo. En 2016 se matricularon en España 1,35 MM de vehículos y casi 162.000 motocicletas. El saldo exportador es francamente favorable y las cifras de inversión, I+D y desarrollo industrial muy significativas.

[30] Observatorio del Transporte y la Logística de España.

[31] Al finalizar el año 2017 había más de tres millones de vehículos eléctricos rodando por el mundo.

Parece bastante evidente que nos encontramos probablemente también en un momento claramente disruptivo de la electrificación del transporte. Es fundamental pues, pivotando sobre esta línea de trabajo, empezar decididamente a dibujar el mapa de esta electrificación para cumplir los objetivos y compromisos del país en fecha. También para lograr la transformación de nuestra industria manufacturera para que fabrique, de servicio y genere valor y empleo en los nuevos modos de movilidad. La alternativa de no hacer nada, o ser prudentes/renuentes en la transformación de este importante sector, insistimos una vez más, puede significar no cumplir objetivos o perder otro tren industrial de gran avance futuro para las próximas décadas. Varios fabricantes de vehículos limpios a escala global, empiezan a lanzar las líneas de montaje y las cadenas de suministros de equipamientos y componentes en aquellos países en los que la Transición Energética avanza de manera firme en este sector.

Diversos países de nuestro entorno y nivel económico están adoptando medidas que impulsan el desarrollo, de una u otra manera, del vehículo con tracción eléctrica. No es solo China; Francia, Holanda, Noruega, el Reino Unido etc. ya han anunciado prohibiciones al uso de vehículos convencionales, y se unen así a iniciativas de ciudades[32] que lanzaron el pasado octubre el compromiso de que sus calles estén libres de combustibles fósiles en 2025.

Para analizar en conclusión todo lo referente al transporte y sus múltiples interrelaciones en la economía española, desde los puntos de vista que ha contemplado este Informe —seguridad de suministro energético, cambio climático y emisiones—, resulta imprescindible abordarlo a través de **un enfoque sistémico**, amplio y multidisciplinar. Que examine muchos aspectos del sistema económico de nuestro país en su globalidad y sus claves de movilidad y transporte con las implicaciones de estos para hacer evolucionar el statu quo de emisiones, consumo energético e indicadores de cambio climático. Sus monumentales implicaciones en el empleo, acertando o no con la velocidad de la transición, ya que la competencia del exterior en este sector es vital, tampoco son desdeñables en absoluto.

Este enfoque sistémico requiere contemplar soluciones y modos de transporte más allá de los vehículos y tecnologías de estos. A partir de un análisis estratégico multisectorial de objetivos o metas a largo plazo, y unas tesis básicas de hacia dónde apuntar, sería conveniente planificar cómo vencer u orillar las barreras actuales[33] para una movilidad limpia, formas de coordinar actuaciones de mercado imaginativas y nuevas modelos de negocio, y medidas regulatorias y de apoyo a los sectores atendidos.

El futuro es muy probablemente de los vehículos neutros en carbono. España debe hacer suya y aprovechar esa tendencia -y nuestra experiencia en el sector de la automoción y anejos- para potenciar políticas industriales y de I+D -en plazos razonables- que primen el objetivo de la descarbonización de los vehículos que fabricamos -también los autónomos-, los cambios estructurales que hemos apuntado y la digitalización de la oferta y la demanda de las necesidades de los vehículos limpios. Ello allí donde la fortaleza de nuestra industria

[32] El C40, que integra a ciudades como Londres, México, París, Los Ángeles, Barcelona, Milán, etc.

[33] Disponibilidad de elementos químicos hoy imprescindibles gama de modelos que hagan atractivo su compra, paridad de precios, posibles impactos de los vehículos autónomos, infraestructuras de recarga o repostaje, prohibición de uso a determinadas tecnologías, etc.

tenga más que decir en la producción de esos vehículos, sus componentes, las redes eléctricas inteligentes que los soporten y toda la economía neutra en carbono donde más se manifiesten los beneficios para la sociedad en forma de mejor calidad de vida, mejor salud, y un aire y agua de más calidad.

COMPOSICIÓN DE LA COMISIÓN DE EXPERTOS

MANDATO Y COMPOSICIÓN DE LA COMISIÓN DE EXPERTOS SOBRE ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El Consejo de Ministros en su reunión de 7 de julio de 2017 acordó crear una Comisión de expertos sobre escenarios de transición energética, formada por expertos independientes y de reconocido prestigio, con el fin de analizar posibles escenarios de transición energética que garanticen la competitividad de la economía, la creación de empleo y la sostenibilidad medioambiental.

El Consejo de Ministros determinó en el Acuerdo de creación que la Comisión estaría integrada por un máximo de 14 vocales, incluido el Presidente. Consecuentemente, los expertos fueron designados por Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, tras consultar al Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente y recabar las propuestas de distintos Grupos parlamentarios y los agentes sociales.

El Sr. D. Jorge Sanz Oliva ostenta la condición de Presidente de la Comisión de expertos.

La Vicepresidencia es ejercida por D. Javier Arana Landa, según lo acordado por la propia Comisión en su reunión constitutiva y conforme a lo dispuesto en el apartado cuatro, párrafo cuatro, del precitado Acuerdo Consejo de Ministros.

La Comisión de Expertos está integrada por los siguientes catorce vocales, listados por orden alfabético según su apellido:

- Sr. D. Jorge Aragón Medina
- Sr. D. Javier Arana Landa
- Sr. D. Luis María Atienza Serna
- Sr. D. José Luis De la Fuente O'Connor
- Sr. D. Miguel Duvison García
- Sr. D. Cristobal José Gallego Castillo
- Sr. D. Ignacio Grangel Vicente
- Sr. D. Oscar Lapastora Turpin
- Sr. D. Pedro Linares Llamas
- Sr. D. Diego Rodríguez Rodríguez

- Sr. D. Txetxu Sáenz de Ormijana
- Sr. D. Josep Salas i Prat
- Sr. D. Jorge Sanz Oliva
- Sr. D. Guillermo Ulacia Arnaiz

La Comisión celebró su primera sesión el 6 de septiembre de 2017, reuniéndose desde entonces cada semana. Se han celebrado un total de 27 reuniones, en las que se han realizado un importante número de estudios y análisis, que han sido debatidos con profusión por los vocales.

Con este Informe se da cumplimiento al citado Acuerdo del Consejo de Ministros, proponiendo y analizando diversas opciones para la evolución del sistema energético español, teniendo en cuenta un análisis coste-beneficio que tiene en especial consideración los principios de sostenibilidad económica y financiera del sistema energético.

El Informe ha sido aprobado por la Comisión, en su vigésimo séptima reunión, el 19 de marzo de 2018, por 11 votos a favor y las abstenciones de Jorge Aragón Medina, Cristóbal José Gallego Castillo y Josep Salas i Prat.