

Comisión de Expertos de Transición Energética

Análisis y propuestas para la descarbonización

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 CO₂ 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 CO₂) 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 CO₂, 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 NO _x (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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂. 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 CO₂ de 50€/t CO₂ (frente a los aproximadamente 7,5 €/t CO₂ 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 CO₂ de 33 €/tCO₂. 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 CO₂	12.593	16.264
Coste variable de generación (€/MWh)	52,0	32,7

Cabe señalar que las emisiones de CO₂ 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 CO₂.

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 CO₂ se incrementarían en unos 15Mt deCO₂ frente a los escenarios de referencia con hidráulicidad 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 hidráulicidad 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 CO₂ 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 CO₂ 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.

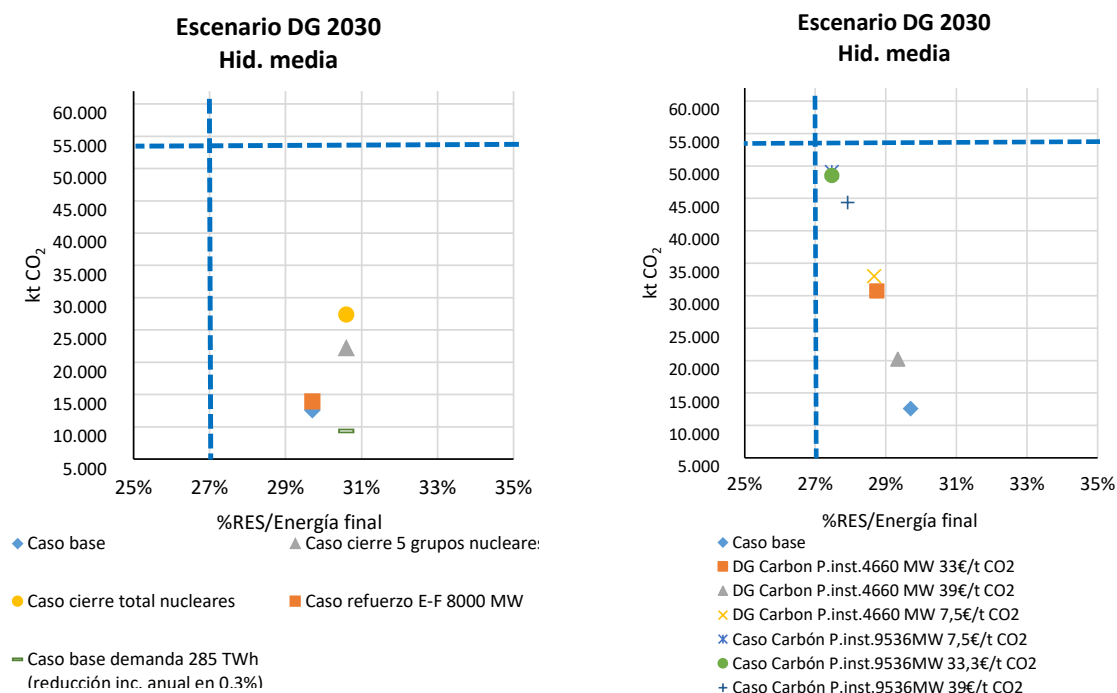
- **Instalación extrema de renovables.** - Se ha simulado la introducción extrema de renovables, con una potencia de 47.500 MW para la eólica y 77.000 MW para la fotovoltaica. La introducción extrema de renovables produciría una reducción muy significativa del coste de generación, con unos 9.700 millones 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 CO₂) 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 CO₂ 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 CO₂ como los daños de otras emisiones contaminantes (SO₂, NO_x 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 sobre coste de las instalaciones renovables más eficientes. Sin embargo, dado que los resultados de las últimas subastas celebradas indican que los sobre costes 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 CO₂ (principal gas de efecto invernadero), NO_x (principal causa de contaminación de las grandes ciudades), SO₂ 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 europeo¹ 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 sobre coste 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 telemidas 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 para 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 CO₂ evitadas; iv) considerar, en tanto se procede a la implementación de una fiscalidad sobre el CO₂, 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, desdoblamiento de 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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, reinvertiendo 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.

