

Un modelo energético sostenible para España en 2050

Recomendaciones de política energética para la transición



Han participado en el desarrollo del presente informe los siguientes profesionales de Monitor Deloitte:

- Alberto Amores (Socio)
- Laureano Álvarez (Socio)
- Joaquín Chico (Senior Manager)
- Gonzalo Ramajo (Consultor Senior)
- Miguel Sánchez (Consultor)
- Carmelo Renobales (Consultor)

Adicionalmente se ha contado con el asesoramiento de Jose Ignacio Ríos, ex-Socio y Director de la oficina de Monitor en España.

Monitor Deloitte es la práctica de consultoría estratégica de Deloitte, integrada por más de 2.000 profesionales en 30 países. Combina la reputación en consultoría estratégica y metodologías propietarias que Monitor ha desarrollado, con el profundo conocimiento sectorial y las capacidades de implantación de Deloitte, para asesorar a organizaciones líderes a definir estrategias ganadoras e implementarlas de forma exitosa.

Contenido

Objetivos y agradecimientos	5
Resumen ejecutivo	6
1. La lucha contra el cambio climático	14
1.1 La reducción de emisiones es un reto global	14
1.2 La Unión Europea ha liderado las políticas de descarbonización	16
1.3 El sistema EU ETS no está dando una señal de precio adecuada del coste de las emisiones	19
1.4 España ha realizado un esfuerzo importante para cumplir sus compromisos para 2020	20
1.5 Las emisiones GEI en España en 2013	22
2. El modelo energético en 2050	25
2.1 Transformaciones necesarias en el modelo energético	27
2.2 Inversiones necesarias durante el periodo 2016-2050	32
2.3 Beneficios de la descarbonización	32
3. La transición del modelo energético (2016-2030)	35
3.1 Cambiar a vectores energéticos con menores emisiones	36
3.1.1 Electrificar el transporte ligero	36
3.1.2 Descarbonizar el transporte pesado por carretera: cambio modal a ferrocarril y gas natural vehicular	41
3.1.3 Descarbonizar el transporte por ferrocarril y el transporte marítimo	44
3.1.4 Electrificación y gasificación de los sectores residencial y de servicios	45
3.1.5 Electrificación y gasificación del sector industrial	47
3.2 Instalar generación eléctrica libre de emisiones	49
3.2.1 Generación de origen renovable	50
3.2.2 Generación convencional	52
3.3 Fomentar la eficiencia energética	55
4. Recomendaciones de política energética para una descarbonización sostenible	57
4.1 Recomendaciones sobre la definición de objetivos y política fiscal	58
4.2 Recomendaciones sobre el sector transporte	58
4.3 Recomendaciones sobre los sectores residencial, servicios e industria	61
4.4 Recomendaciones sobre el sector eléctrico	62
Anexo	65
Modelo de estimación del consumo energético y emisiones	65
Contactos	67

Objetivos y agradecimientos

El presente informe ha sido elaborado por Monitor Deloitte como una reflexión analítica y participativa sobre la necesaria transición hacia la descarbonización de nuestro modelo energético. Esta transformación se enmarca en el cumplimiento del objetivo europeo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y en la consideración de otros aspectos clave de la política energética: la seguridad de suministro y la competitividad del sistema energético.

Somos conscientes de que el debate sobre la economía baja en carbono es un tema de especial relevancia para nuestra sociedad, por su innegable impacto en su sostenibilidad medioambiental y económica, pero también por su especial complejidad. En este contexto, los objetivos del estudio han sido los siguientes:

- Dar una visión de largo plazo de qué supone el cumplimiento de los objetivos medioambientales de la Unión Europea en el horizonte 2050 que sirva de referencia para definir la transición.
- Desarrollar análisis de medio plazo que guíen la necesaria transición energética, con vista en el hito intermedio de 2030, con el fin de soportar una serie de recomendaciones de política energética para una descarbonización eficiente.

Este estudio ha contado con la participación voluntaria de un Panel de Expertos de reconocido prestigio y diferente perfil, con el objetivo de compartir y enriquecer los puntos de partida del mismo, recoger su visión sobre las cuestiones más relevantes e identificar potenciales vías de avance.

Monitor Deloitte quiere agradecer de manera especial la colaboración prestada a los siguientes participantes:

- José Claudio Aranzadi. Ex-Ministro de Industria y Energía. Ex-Ministro de Industria, Comercio y Turismo. Ex-Presidente del Instituto Nacional de Industria. Ex-Embajador de España ante la OCDE.
- José Donoso. Director General de la Unión Española Fotovoltaica.
- Tomás Gómez San Román. Ex-Consejero de la Comisión Nacional de Energía. Profesor del Electrotecnia ICAI – IIT. Universidad Pontificia Comillas.
- Pedro Linares. Profesor de Organización Industrial ICAI - IIT. Coordinador de la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad. Universidad Pontificia Comillas.
- Vicente López Ibor. Ex-Consejero de la Comisión Nacional de Energía. Presidente de Estudio Jurídico Internacional.
- David Robinson. Presidente de DR & Associates. Investigador del Instituto de Estudios Energéticos de la Universidad de Oxford.
- Arturo Rojas. Socio de Analistas Financieros Internacionales.
- Javier Vega de Seoane. Presidente del Círculo de Empresarios.

Los contenidos, análisis, conclusiones y recomendaciones descritos en este informe no tienen por qué reflejar la opinión de cada uno de los expertos participantes. Se han manifestado visiones y opiniones diversas y, en algunas ocasiones, contrapuestas, que han servido para enriquecer y contrastar los aspectos fundamentales cubiertos en el estudio.

Resumen ejecutivo

La lucha contra el cambio climático

La comunidad internacional ha adquirido el compromiso de alcanzar la neutralidad de emisiones entre 2050-2100.

En 2011, la Unión Europea confirmó sus objetivos de reducción de emisiones GEI en el horizonte 2050: entre un 80% y un 95% respecto al nivel de 1990.

El Acuerdo de París, alcanzado en la XXI Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, incluye el compromiso de alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) entre 2050 y 2100 para contener el incremento de la temperatura de la Tierra.

El modelo energético en el horizonte 2050

El cambio en las formas de producción y consumo de energía entre hoy y 2050 es imprescindible para la reducción de emisiones.

España emitió 322 MtCO₂ equivalentes en el año 2013, de las cuales 240 millones provinieron de usos energéticos y los 82 millones restantes correspondieron a otros usos no energéticos¹.

El compromiso europeo de **reducción de emisiones GEI entre un 80% y un 95% en 2050 supondrá para España**, dependiendo del año de referencia considerado, que las emisiones se limiten hasta un valor muy reducido de entre **14 y 88 MtCO₂**. Para esto, independientemente de los compromisos concretos

que finalmente vinculen a España, los usos energéticos y no energéticos tendrán que reducir sus emisiones GEI en una magnitud muy significativa. En el caso de los usos energéticos, **este objetivo únicamente se podrá alcanzar si se consigue simultáneamente:**

- **Cambiar vectores energéticos por otros con menores emisiones**, sustituyendo el consumo de productos petrolíferos, limitándolos a usos en los que no hay alternativa viable libre de emisiones (por ejemplo, en el transporte aéreo o determinados procesos industriales), por una electrificación de la demanda y la utilización de vectores energéticos con menores emisiones (por ejemplo, la utilización de gas natural en lugar de derivados del petróleo en transporte marítimo y mercancías). Esto significaría:
 - Incrementar la penetración de vehículos eléctricos desde el 0% hasta casi el 100% en 2050.
 - Realizar el cambio modal de entre el 40% y el 60% del transporte pesado, que actualmente se realiza por carretera prácticamente en su totalidad (95% en 2015), a ferrocarril eléctrico.
 - Intensificar el cambio a vectores energéticos de menores emisiones en los sectores residencial, industrial y de servicios mediante la electrificación y la gasificación de consumos, según corresponda. El uso de la electricidad debe incrementarse del 42% actual del consumo energético al 65-67%² en 2050.
- **Desarrollar un parque de generación eléctrica basado exclusivamente en energías renovables**. El futuro mix de generación eléctrica debería alcanzar hasta el 90-100% de origen renovable en 2050 (el 38%³ de la generación ha sido renovable en 2015). Conseguir este nivel de penetración significará **instalar entre 145-201 GW de generación eléctrica renovable** (eólica y solar fotovoltaica)⁴, así como la capacidad de respaldo suficiente para garantizar la seguridad de suministro.

El compromiso europeo de reducción de emisiones GEI entre un 80% y un 95% en 2050 supondrá para España que las emisiones se limiten hasta un valor muy reducido de entre 14 y 88 MtCO₂

1 Usos no energéticos de los combustibles (por ejemplo fabricación de plásticos), emisiones del sector agrícola y ganadero, usos del suelo y silvicultura y residuos. En este estudio no se han analizado los posibles mecanismos para reducir las emisiones de los usos no-energéticos.

2 Calculado como porcentaje sobre la energía final

3 Incluye generación de bombeo

4 Se ha incluido la instalación de 8 GW de nueva hidráulica y biomasa

- **Implantar medidas de eficiencia energética** para reducir la intensidad energética final⁵ entre un 1,6% y un 2,2% anual (en los últimos años la intensidad energética se ha venido reduciendo un 1,6% cada año), por ejemplo, mediante actuaciones en nueva edificación, rehabilitación de edificios existentes y nuevos procesos industriales.

Todas las acciones anteriores, que denominaremos “palancas de descarbonización”, son indispensables para cumplir los objetivos en el horizonte 2050. Es decir, no bastará con alcanzar un mix de generación eléctrica 100% renovable si se mantiene el uso de combustibles fósiles en transporte, usos térmicos en edificación o procesos industriales. Tampoco será suficiente centrar todos los esfuerzos en la eficiencia energética, si no conseguimos un parque generador libre de emisiones.

Estimamos que **las inversiones que la economía española tendría que realizar entre 2016 y 2050** en las principales actuaciones de las palancas de descarbonización **alcanzarán un importe de entre 330.000 y 385.000 millones de €⁶**, dependiendo de los escenarios considerados.

Este proceso de descarbonización presentaría **tres impactos positivos** adicionales:

- **Menor dependencia de las importaciones de productos petrolíferos** (en 2013, 34.000 millones de €).
- **Menor precio de la electricidad⁷** (desde los actuales 120 €/MWh hasta los 65-75 €/MWh en 2050) – ya que aunque haya importantes inversiones que deberán recuperarse, estos costes se diluirán entre una mayor demanda.
- **Mayor eficiencia energética** (la electrificación disminuye el consumo energético total del país).

Las inversiones que la economía española tendría que realizar entre 2016 y 2050, en las principales actuaciones de las palancas de descarbonización, alcanzarán un importe de entre 330.000 y 385.000 millones de €

La transición del modelo energético (2016-2030)

Existen grandes incertidumbres en el tránsito hacia un modelo descarbonizado, por lo que necesitamos políticas sólidas y flexibles durante la transición.

El importante volumen de las inversiones a realizar, los largos plazos de recuperación de las mismas y la incertidumbre sobre cuándo ciertas tecnologías estarán suficientemente maduras (en prestaciones y costes) para su despliegue masivo, **requieren una transición inteligente. Esta transición ha de garantizar el cumplimiento eficiente de los objetivos a largo plazo y la adaptación a la evolución de la tecnología y de los costes.**

Por estas razones, el presente estudio presta especial atención a la transición entre el modelo energético actual y el que necesitamos en 2050. Debe ser una transición sólida y flexible, compuesta de políticas y medidas de las que no nos vayamos a arrepentir, que no requieran inversiones que puedan quedar obsoletas o innecesarias en función del desarrollo tecnológico.

Como se analizará en este informe, esta situación **requerirá contar con todas las tecnologías y energías disponibles en el periodo de la transición.** Prescindir prematuramente de determinadas tecnologías o combustibles (por ejemplo, nuclear, carbón, productos petrolíferos o gas) entre hoy y 2030 significaría poner en riesgo la eficiencia económica de la transición o la seguridad de suministro.

⁵ Demanda de energía final total / Producto Interior Bruto

⁶ No incluye inversiones relativas a cambio modal ni a la electrificación en usos energéticos en pesca y agricultura, ni en usos no energéticos. El valor de inversiones calculado se ha estimado como las inversiones adicionales necesarias para sustituir equipos y sistemas que descarbonicen la economía, más las inversiones precisas para instalar los activos de generación renovable y de respaldo. Las inversiones en redes de transporte y distribución energéticas no consideran el reemplazamiento de instalaciones ya existentes

En el caso de las inversiones en almacenamiento centralizado se ha estimado que el coste convergerá al de la tecnología convencional que proporciona el mismo respaldo (por ejemplo, ciclos combinados)

⁷ Excluyendo impuestos y tasas sobre precio final

Prescindir prematuramente de determinadas tecnologías o combustibles (por ejemplo, nuclear, carbón, productos petrolíferos o gas) entre hoy y 2030 significaría poner en riesgo la eficiencia económica de la transición o la seguridad de suministro

Para analizar la transición hasta el modelo energético en 2050 resulta útil contar con la referencia de 2030, por tratarse de un año intermedio para el que la Unión Europea ha adoptado un conjunto de objetivos sobre emisiones, renovables y eficiencia energética.

A continuación se muestra un ejemplo de cómo podría ser el sistema energético en 2030 de forma que nos situemos en el camino de cumplir los objetivos medioambientales de modo eficiente y manteniendo la seguridad de suministro. **En este camino, todas las tecnologías presentan un papel relevante** en el modelo:

- En 2030 sería necesario **alcanzar un nivel de electrificación de entre un 35 y 39%** sobre el consumo total de energía final, y aumentar el consumo de gas hasta un 29-30% por una **penetración muy significativa del gas natural vehicular (GNV) y un aumento del consumo de gas en los sectores residencial, servicios e industrial.**
- **La penetración del vehículo eléctrico** entre los turismos alcanzaría **entre un 7 y un 10%**, lo que requiere un nivel de ventas en 2030 de entre 600.000 y 900.000 vehículos eléctricos (en contraste con los 2.300 vendidos en 2015). En el resto de turismos (convencionales e híbridos), el consumo medio de los vehículos nuevos se reduciría a ~4,1 l/100 km en 2021⁸ y ~3,3 l/100 km en 2030 por

unas mayores ventas del vehículo híbrido (en torno a 225.000 vehículos híbridos al año vs. 12.000 vendidos en 2014) y mejoras de eficiencia del vehículo convencional.

El vehículo híbrido podría hacer de puente hacia el vehículo 100% eléctrico, ya que supone una inversión inicial más parecida a la del convencional, reduce las necesidades de infraestructura de recarga y no sufre las limitaciones de prestaciones de este.

- En 2030, **entre un 20 y un 25% del transporte pesado** debería realizarse por **ferrocarril eléctrico**, mientras que por carretera debería realizarse el restante 75-80%⁹.

El gas natural vehicular es ya una tecnología suficientemente madura que debe jugar un papel relevante en la reducción de las emisiones en el transporte pesado por carretera en esta transición.

- **El consumo eléctrico en los sectores residencial y de servicios** debería aumentar hasta situarse **entre el 61 y el 65%**, y el consumo de gas tendría que aumentar hasta el 23-28% del consumo energético total en dichos sectores. Para alcanzar esta penetración desde los valores actuales el consumidor residencial necesitará invertir en nuevos equipos para usos térmicos (calefacción y agua caliente sanitaria).
- **En el sector industrial la electricidad** tendría que aumentar su peso de **un 29% a un 34-39%**. Mientras que **el gas debería seguir manteniendo un peso entre 44 y 46%** en 2030. El rol del gas natural seguirá siendo necesario en el sector industrial, ya que la mayoría de los procesos térmicos industriales son más difícilmente electrificables.
- La electrificación de la demanda descrita debería ir acompañada del desarrollo de **generación de electricidad libre de emisiones**. Hasta 2030 se necesitaría **la instalación de entre 30 y 39 GW de capacidad renovable**. La elevada necesidad de

⁸ La Unión Europea establece un objetivo a 2021 para el conjunto de vehículos nuevos de emisiones medias de 95 gramos de CO₂ por kilómetro de cada fabricante con unas altas superiores a 1.000 unidades, esto implica un consumo de combustible de 4,1 l/100 km de gasolina o 3,6 l/100 km de diésel

⁹ Expresado en km – tonelada transportada

nueva potencia renovable requiere, a su vez, de una capacidad relevante de respaldo que debería ser provista durante la transición a 2030 por centrales de combustibles fósiles, instalaciones de bombeo, interconexiones internacionales, mecanismos de gestión de la demanda y por nuevas tecnologías de almacenamiento (que aseguran no emitir ya que se podrían cargar con excedentes de generación renovable).

Es difícil prever cuándo las nuevas tecnologías de almacenamiento estarán disponibles en volumen y a coste competitivo como para dar el respaldo necesario para las puntas de demanda. En cualquier caso, **parece improbable que antes de 2030 puedan dar un respaldo que pueda superar algunas horas de funcionamiento**. De la misma manera, se podría argumentar que existen dudas razonables sobre la rápida disponibilidad de capacidad adicional de interconexión internacional o de nuevos mecanismos de gestión de la demanda. Por ello **es necesario contar con todas las tecnologías durante la transición**:

- **El cierre a partir de 2020 de las centrales de tecnologías convencionales**, mientras **no estén suficientemente desarrolladas las nuevas tecnologías de almacenamiento, requeriría nuevas centrales** de gas natural.

Los ciclos combinados presentaron un funcionamiento en torno a las 1.000 horas en 2015. Con este nivel de funcionamiento y los mecanismos retributivos actuales, **las plantas en operación no recuperan costes fijos, existiendo el riesgo de cierres anticipados**.

En el caso de que regulatoriamente se comprometa el cierre de las actuales centrales de carbón, significaría una nueva inversión de alrededor de 3.500 millones de € (hasta 9 GW adicionales de centrales de ciclo combinado/turbinas de gas sobre los 27 GW ya existentes).

Es difícil prever cuándo las nuevas tecnologías de almacenamiento estarán disponibles en volumen y a coste competitivo para dar el respaldo necesario para las puntas de demanda. Por ello es necesario contar con todas las tecnologías de generación actuales durante la transición

Estas nuevas centrales estarían condenadas a funcionar poco o nada en el periodo hasta 2050, debido a los objetivos de reducción de emisiones y a la entrada de nuevas tecnologías de almacenamiento previstas en esos años. Además, se produciría un incremento del precio mayorista que podría suponer un sobrecoste para los clientes de 25.000-35.000 millones de € (equivalente a 9-11 €/MWh) en el periodo 2020-2030.

- **Las plantas nucleares contribuyen a la mitigación del riesgo del cambio climático** al ser una generación completamente libre de emisiones GEI. El cierre de los 7.800 MW actualmente instalados, en caso de no extender su vida más allá de los 40 años, supondría unas emisiones adicionales de alrededor de 170 MtCO₂ equivalentes hasta 2030 (equivalentes a la mitad de las emisiones totales de la economía española en 2013).

Esta producción de base sería sustituida, en buena parte, por producción térmica convencional (en el momento en que se tendrían que empezar a cerrar las plantas nucleares, no habrá otras alternativas realistas para la producción en base). Esta sustitución podría suponer un incremento del precio del mercado diario de hasta 8-10 €/MWh¹⁰ en el corto plazo.

¹⁰ En el corto plazo las centrales de ciclo combinado serían la tecnología marginal - la última tecnología en entrar en el mercado diario de electricidad y por tanto la que marca el precio del mercado - en vez del carbón, que es la que actualmente cumple esta función. Este cambio en la orden de mérito podría suponer un incremento del precio del mercado diario de entre 8-10 €/MWh, que es la diferencia media entre los precios de oferta de estas dos tecnologías de generación

El mantenimiento de todas las tecnologías de respaldo en el mix de generación implicaría una mayor diversificación de fuentes de suministro, mitigando el riesgo ante variaciones de precios de materias primas en mercados internacionales. Esta diversificación es un factor de seguridad de suministro y competitividad mientras se desarrollan las tecnologías de almacenamiento eléctrico.

Con una gestión adecuada del parque de generación actual, toda la nueva capacidad de generación que se construya en España desde ahora debería ser renovable, salvo con crecimientos de demanda muy elevados, o cuando no haya sido posible desarrollar a tiempo otras alternativas (por ejemplo, interconexiones, bombeos).

El esfuerzo a realizar en penetración de energías renovables es ingente, y es razonable que sea compartido por múltiples agentes, fomentando la competencia. La disrupción tecnológica que supondrán las tecnologías solares y de almacenamiento en baterías, junto con el deseo creciente de los consumidores de autoabastecerse de energía, permitirán que los propios consumidores contribuyan a dicho esfuerzo inversor.

- En **eficiencia energética** se requeriría una **reducción de la intensidad energética final de entre el 1,4% y el 2% anual** de forma continuada hasta el 2030, para continuar con una senda semejante hasta el 2050. Las iniciativas a implantar son muy numerosas, de muy diferente naturaleza y abarcan prácticamente todos los sectores de actividad.

– El sector de la edificación y la rehabilitación de edificios, tanto residenciales como de servicios, es una de las asignaturas pendientes de la eficiencia energética en nuestro país, que es necesario abordar de forma decidida.

– Los sectores industriales son altamente sensibles a las señales de precio y de rentabilidad económica de las actuaciones, por lo que los esfuerzos se deben enfocar en eliminar las distorsiones de las señales de precio y, en su caso, en la introducción de incentivos económicos o mecanismos de financiación que apoyen el cambio de vector (a electricidad o gas) y la introducción de mayores eficiencias.

– Las principales actuaciones de electrificación, como las mencionadas del transporte, no sólo suponen menores emisiones por cambio de vector energético, sino ganancias enormes de eficiencia.

Recomendaciones

Las Administraciones y el sector privado españoles necesitan emprender acciones decididas para liderar el cambio de modelo energético.

La lucha contra el cambio climático requiere cambiar patrones y modos de consumo, utilizar masivamente energías renovables y hacer enormes esfuerzos en eficiencia energética. Todo ello requiere movilizar grandes inversiones en generación, infraestructuras, en I+D+i, nuevas formas de edificación, etc. Este cambio requerirá la implicación y concienciación del conjunto de las Administraciones y Reguladores, de las empresas y de los ciudadanos.

Son necesarias políticas incentivadoras de los cambios estructurales, nuevos marcos legales y regulatorios. Una intensa coordinación de la planificación y ejecución de acciones entre las diferentes instituciones públicas será esencial para la toma racional y eficiente de decisiones por parte de las empresas y los consumidores finales.

Para poder realizar una transición paulatina y competitiva, pero que debe ser decidida y con un compromiso de cambiar las estructuras de nuestro modelo energético, se propone un conjunto de recomendaciones para una política de descarbonización que dé la necesaria importancia a la seguridad y competitividad del modelo energético.

La lucha contra el cambio climático requiere cambiar patrones y modos de consumo, utilizar masivamente energías renovables y hacer enormes esfuerzos en eficiencia energética. Este cambio requerirá la implicación y concienciación del conjunto de las Administraciones y Reguladores, de las empresas y de los ciudadanos

- **Recomendaciones sobre la definición de objetivos y fiscalidad de CO₂**

Recomendación 1: Determinar objetivos vinculantes para todos los sectores de cara a 2030 y 2050. Es necesario establecer objetivos vinculantes de reducción de emisiones para todos los sectores, especialmente aquellos no sujetos actualmente al sistema europeo ETS sobre derechos de emisión (los llamados sectores difusos: transporte, residencial, servicios, etc.); y crear una estructura de sub-objetivos por sector sobre las principales tipologías de equipos alineados con la consecución de los objetivos sectoriales; estructurar y desarrollar las medidas, incentivos y regulaciones para los distintos agentes económicos y consumidores de energía (algunas de las cuales se describen en las siguientes recomendaciones).

Recomendación 2: Introducir una regulación específica para desarrollar una señal de precio efectiva del coste de las emisiones. Para ello es necesario modificar la actual fiscalidad de los combustibles para vincularla a las emisiones de CO₂. Esto podría hacerse mediante un impuesto aplicado a los sectores no sujetos al comercio de derechos de emisión (residencial, servicios, transporte) o mediante un mecanismo que asegure un suelo al precio del derecho de emisión (como el que se ha implantado en el Reino Unido). Un impuesto o el suelo al precio del CO₂ servirían para dar una señal económica clara hacia la reducción de emisiones y recaudar fondos para contribuir al I+D en nuevas tecnologías (por

ejemplo, almacenamiento, renovables) o para cubrir costes que hoy se cargan en la tarifa eléctrica. Estos impuestos deberían tener un diseño no-recaudatorio, es decir, deberían ir acompañados de una reducción equivalente de otros impuestos y de una reducción de los cargos incorporados en la tarifa eléctrica.

- **Recomendaciones sobre el sector transporte**

Recomendación 3: Fomentar la movilidad sostenible en transporte privado por carretera (vehículo eléctrico/híbrido y postes de recarga).

Para ello es necesario desarrollar una infraestructura de recarga en las zonas urbanas, coordinando las Administraciones Municipales, Autonómicas y Nacional y con foco en puntos de recarga de uso restringido en las vías públicas¹¹; establecer paquetes de estímulo integrales a la demanda de movilidad eléctrica que contemplen la adquisición de vehículos e instalaciones de recarga de acceso restringido para los ciudadanos que no dispongan de plazas de garaje; desarrollar una estrategia industrial y de inversiones en I+D+i para el desarrollo de baterías y motores eléctricos; introducir los necesarios cambios en las tarifas y en la normativa de distribución eléctrica; y establecer medidas que reduzcan el tráfico de vehículos convencionales en las ciudades para reducir la contaminación.

Recomendación 4: Fomentar el cambio modal a ferrocarril del transporte pesado. Se deberá desarrollar una estrategia de infraestructuras logísticas que contemple la revisión de los criterios de utilización

¹¹ Se refiere a puntos de suministro ubicados en vías públicas pero restringido su uso a determinados usuarios.



de la red ferroviaria actual con el fin de maximizar la capacidad de transporte pesado; y realizar un esfuerzo de inversión plurianual y sostenido de las Administraciones Públicas para el desarrollo de las infraestructuras básicas enfocadas al cambio modal a ferrocarril del transporte pesado.

Recomendación 5: Promover el gas natural vehicular como herramienta de transición en el transporte pesado por carretera. Se deberán desarrollar los mecanismos adecuados y la regulación que incentiven la construcción de infraestructura de repostaje; desarrollar una estrategia de desarrollo e implantación del GNV (Gas Natural Vehicular) para el transporte pesado; y realizar campañas de divulgación entre el colectivo de transportistas y posibles usuarios para comunicar las ventajas del gas natural vehicular.

Recomendación 6: Desarrollar un transporte marítimo sostenible, fomentando el uso de gas natural y desarrollando puertos verdes. Para ello es necesario incentivar las inversiones en el empleo de gas natural en transporte marítimo; planificar y desarrollar la inversión en instalaciones de almacenamiento de gas natural licuado en puertos así como del sistema de recarga de diferentes

tipos de embarcaciones; fomentar la inversión en infraestructura de suministro eléctrico a las embarcaciones atracadas en los puertos y promover los cambios regulatorios en las tarifas y en la normativa de distribución eléctrica para adaptarlas a esta nueva demanda.

• **Recomendaciones sobre los sectores residencial, industrial y de servicios**

Recomendación 7: Promover la reducción de emisiones del sector residencial. Para ello es necesario definir un plan de rehabilitación de edificios existentes acompañado de un sistema de ayudas para la ejecución de las inversiones; aplicar requisitos máximos de consumo energético o mínimos de eficiencia energética en edificios; desarrollar una regulación específica para edificios residenciales (incluyendo los existentes); definir medidas de información, por medio de campañas de concienciación o de la puesta a disposición del consumidor de información clara y transparente sobre emisiones de los equipos o inmuebles; y asegurar que la tarifa eléctrica sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro eliminando los sobrecostes ajenos al servicio.

Recomendación 8: Promover la reducción de emisiones en el sector servicios. Para ello es necesario definir un Plan de Acción a largo plazo coordinado con estrategias específicas para cada uno de los segmentos del sector terciario; resolver la realidad de propietarios e inquilinos, donde uno es el responsable de las inversiones (propietario) y el agente (inquilino) es el que paga el suministro energético; crear incentivos para inversiones o facilitar el acceso a la financiación necesaria para proyectos atractivos con períodos de retorno medios-largos; establecer obligaciones de realizar inversiones en eficiencia energética en aquellos edificios sometidos a procesos de rehabilitación; y asegurar que la tarifa eléctrica sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro eliminando los sobrecostes ajenos al servicio.

Recomendación 9: Fomentar el cambio de vector energético (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria. Para ello es necesario: analizar el impacto de la transición del modelo energético para la industria, prestando especial atención a los riesgos de deslocalización por cada tipología de industria; establecer mecanismos de financiación, o ventajas fiscales, u otros instrumentos de apoyo, para que la industria pueda realizar las inversiones necesarias, y asegurar que la tarifa eléctrica del cliente industrial sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro eliminando los sobrecostes ajenos al servicio.

- **Recomendaciones sobre el sector eléctrico**

Recomendación 10: Establecer un marco razonable de planificación y mercado para la instalación de la generación renovable y la capacidad de respaldo necesarias para cubrir el crecimiento de la demanda. Es preciso desarrollar y actualizar continuamente una planificación de la capacidad necesaria en el medio-largo plazo (5-10 años); y desarrollar una reforma de los mercados de electricidad para generar una señal económica a largo plazo, eficiente para la inversión, que asegure la estabilidad y fomente la instalación de tecnologías con mayor madurez y menores costes.

Recomendación 11: Aprovechar la capacidad de generación eléctrica de respaldo ya instalada, para minimizar inversiones y costes innecesarios en el periodo de transición. Para ello es necesario mantener la generación de respaldo mientras se desarrolla una tecnología de almacenamiento viable técnica y económicamente; realizar una reforma de los mercados de electricidad para que den la señal de precio suficiente para retribuir de modo competitivo la capacidad firme; y no incentivar nuevas inversiones en capacidad de respaldo que en un futuro puedan ser infrautilizadas (generación térmica) o inversiones prematuras en tecnologías poco maduras (almacenamiento).

Recomendación 12: Extender la autorización de operación de las centrales nucleares hasta los 60 años en las condiciones de seguridad exigibles.

Se debe asegurar un proceso de toma de decisión basado en criterios técnicos, liderado por el Consejo de Seguridad Nuclear.

Recomendación 13: Desarrollar una regulación que incentive las inversiones necesarias en las redes. Es necesario definir claramente el rol de los distribuidores eléctricos en el desarrollo del vehículo eléctrico (puntos de recarga) y en la integración de las energías renovables distribuidas, de forma que se incentive la innovación, la automatización de la red y se minimicen las inversiones necesarias en la red; y desarrollar una regulación estable y que permita obtener una rentabilidad razonable sobre los capitales invertidos.

Recomendación 14 Convertir la tarifa eléctrica en una señal de precio eficiente mediante un cambio en su estructura. Para ello es necesario eliminar de la tarifa eléctrica aquellos sobrecostes derivados de políticas energéticas (por ejemplo política energética, industrial o territorial) que distorsionen la señal de precio de la electricidad, realizando una asignación de dichos costes entre los diferentes usos energéticos (el desarrollo de esta actuación puede suponer reducciones en los recursos disponibles para financiar determinadas políticas; estas podrían mitigarse por la aplicación de la nueva fiscalidad medioambiental definida en la Recomendación 2); y modificar el sistema tarifario actual, pasando de una estructura donde los clientes se tarifican en función del nivel de tensión de conexión a la red y de la potencia contratada, a un sistema que considere las diferentes tipologías de consumo/usos de la electricidad.

1. La lucha contra el cambio climático

La reducción de emisiones es un reto global que afecta a todos los sectores de cualquier economía y a todos los consumidores de energía.

La Unión Europea se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el horizonte 2050 entre un 80% y un 95% respecto al nivel de 1990¹². Además de este objetivo, la Unión Europea ha establecido una senda de reducción de emisiones con objetivos en 2020 y 2030.

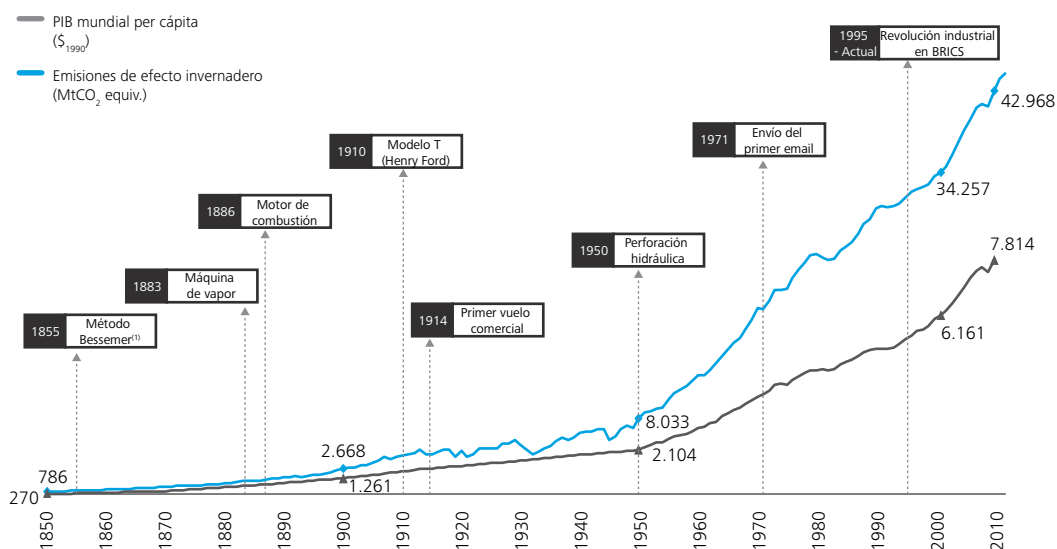
La trasposición de los objetivos 2020 a España resultó en una meta de incremento de las emisiones de hasta el 30%, tomando como referencia el año 1990. España ha hecho un importante esfuerzo de descarbonización en los últimos años y se encuentra en la senda de cumplir los objetivos de 2020.

1.1 La reducción de emisiones es un reto global

Las emisiones GEI, tales como el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) o los óxidos de nitrógeno (NOx), han acompañado al desarrollo tecnológico y económico; sin embargo hasta hace relativamente poco tiempo no se había prestado atención a su potencial impacto en nuestro medioambiente. Entre 1995 y 2013, las emisiones GEI han aumentado más de un 25%¹³ y, según la opinión más extendida en la comunidad científica, en ausencia de una acción global y urgente, el cambio climático tendrá impactos severos e irreversibles a nivel global.

Uno de los grandes retos de nuestra sociedad en lucha contra el cambio climático será desacoplar las emisiones GEI y el crecimiento económico (ver Cuadro 1).

Cuadro 1: Evolución histórica de las emisiones mundiales de efecto invernadero y relación con crecimiento del PIB



(1) Primer proceso industrial para la fabricación en serie de acero
Fuente: World Research Institute; Angus Maddison Project; análisis Monitor Deloitte

¹² A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050: El texto de la comunicación utiliza la referencia 1990 como año base para determinar la reducción de emisiones objetivo para toda la UE. Sin embargo, al establecerse los objetivos nacionales para 2020 se utilizó la referencia 2005. Tendría sentido volver a utilizar este año como base para establecer objetivos nacionales en el horizonte 2050, Esto supondría que podría tomarse como referencia el total de emisiones de la economía española de 1990 (286 MtCO₂) o el de 2005 (439 MtCO₂). El límite de emisiones permitido a 2050 podría ser de 14 MtCO₂, de aplicarse el criterio más restrictivo del 95% sobre el nivel de 1990, o de 88 MtCO₂, de aplicarse el criterio menos restrictivo del 80% sobre el nivel de emisiones de 2005

¹³ Fuente IEA: Energy and Climate Change

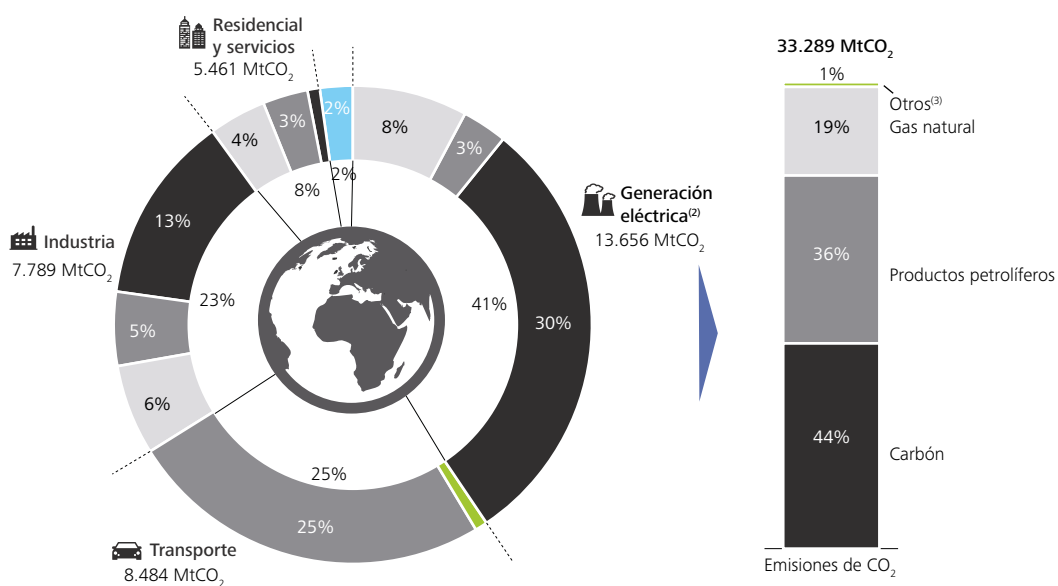
Uno de los factores más importantes de esta correlación es el uso de combustibles fósiles (principalmente carbón, petróleo y gas natural) para la obtención de energía, como pilar del desarrollo económico moderno hasta finales del siglo XX. Esto se ha debido fundamentalmente a:

- Su elevado poder calorífico en comparación con el combustible sustituido, que era principalmente madera y biomasa.
- Su disponibilidad en la mayoría de los países occidentales o la accesibilidad desde estos, así como la relativa facilidad de extracción, que han supuesto un bajo coste para los consumidores.
- La capacidad de transportarlos en grandes cantidades a bajo coste y sin pérdidas significativas de energía.
- La facilidad de almacenamiento, que permite garantizar el suministro energético.

La comunidad internacional adquirió en la cumbre de París el compromiso de alcanzar la neutralidad de emisiones en 2050-2100

En 2013, el mundo consumía anualmente un total de 9.120 Mtep de energía final y emitía alrededor de 33.000 MtCO₂ (ver Cuadro 2). El carbón, los derivados del petróleo y el gas natural son los principales causantes de estas emisiones. Estos combustibles están presentes prácticamente en todos los sectores económicos en mayor o menor medida, lo que indica que será necesario un cambio de los patrones de producción y consumo de energía en todos los sectores económicos para poder alcanzar la neutralidad en emisiones.

Cuadro 2: Emisiones de CO₂⁽¹⁾ provocadas por el consumo de energía en el mundo en 2013 desglosadas por tipo de combustible y por segmento de consumo



(1) Únicamente incluye las emisiones de CO₂ derivadas del consumo de energía, que suponen más del 75% de las emisiones de efecto invernadero totales

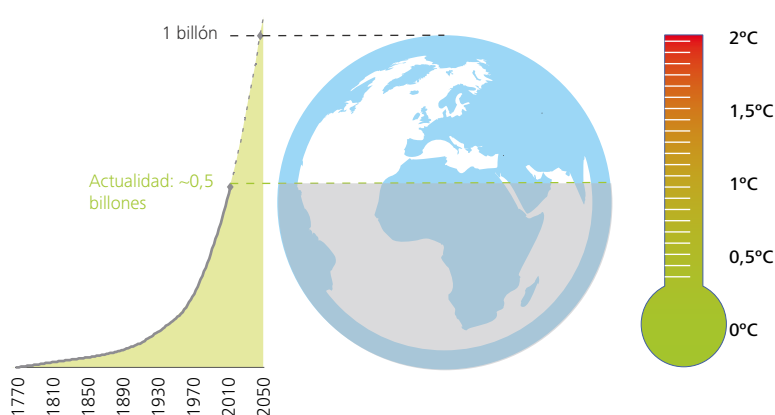
(2) Incluye emisiones de CO₂ derivadas de la generación de calor

(3) Incluye emisiones de CO₂ derivadas de residuos industriales y residuos municipales no renovables

Fuente: World Energy Outlook 2015; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 3: Relación entre las emisiones acumuladas de carbono en la atmósfera terrestre y el calentamiento global

Emisiones acumuladas de carbono en la atmósfera terrestre
(billones de tC)



Fuente: Trillionthtonne; UNFCCC; análisis Monitor Deloitte

Se estima que el límite de emisiones acumuladas en la atmósfera para evitar un calentamiento global superior a 2° C sobre el nivel preindustrial es de un 1 billón de toneladas de carbono. Las estimaciones más optimistas indican que el mundo ha emitido la mitad de este límite

Según la opinión más extendida en la comunidad científica, ya existen efectos de las emisiones GEI sobre nuestro medioambiente. Se estima¹⁴ que el límite de emisiones acumuladas en la atmósfera para evitar un calentamiento global superior a 2° C sobre el nivel preindustrial, valor a partir del cual existe un elevado riesgo de cambios climáticos irreversibles, es de un 1 billón de toneladas de carbono. Las estimaciones más optimistas indican que el mundo ha emitido aproximadamente la mitad de este límite (en 2011 se habían emitido 0,52 billones de toneladas de carbono) y que este será superado en 2040 si el mundo sigue emitiendo al ritmo actual (ver Cuadro 3).

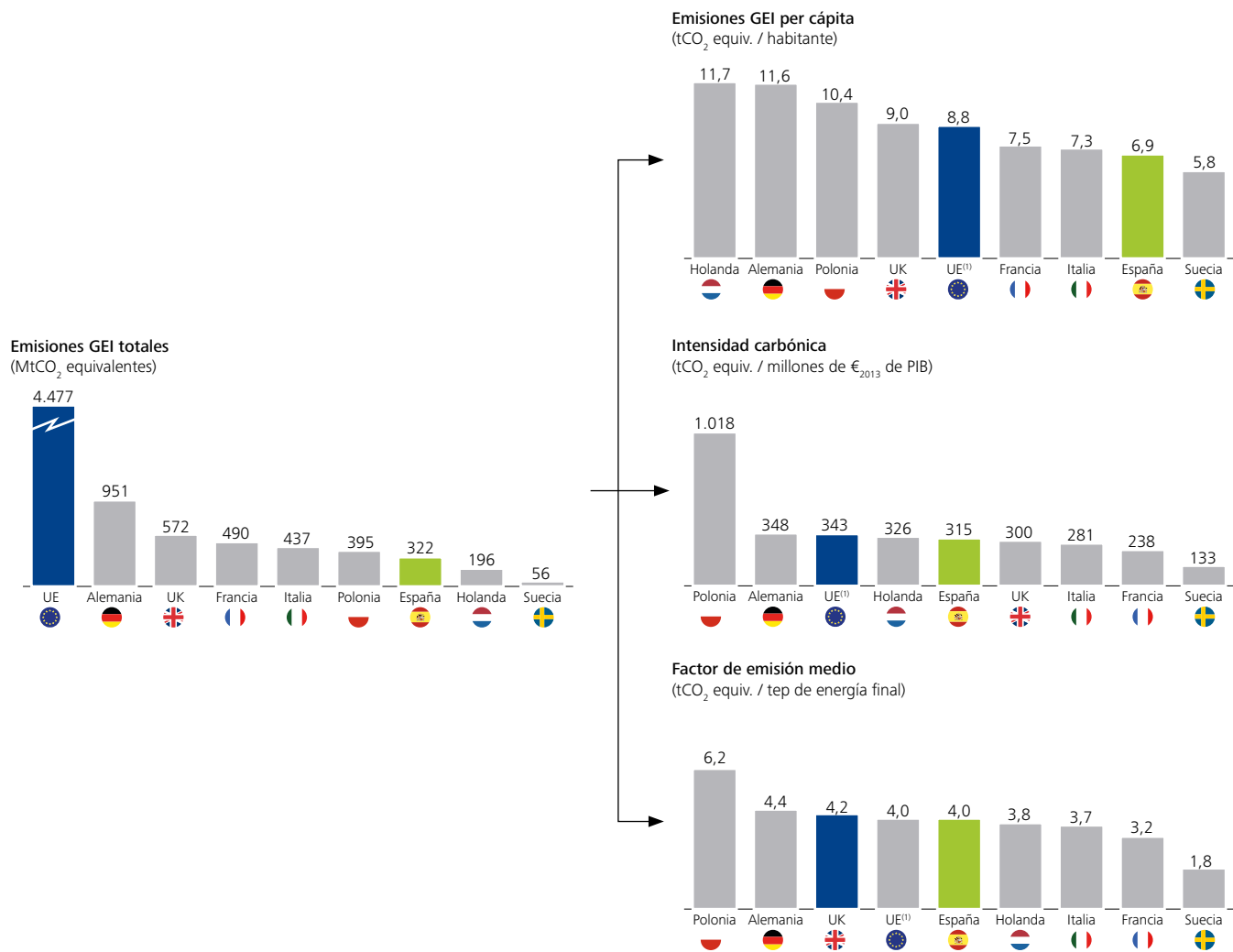
El Acuerdo de París, alcanzado en la XXI Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático incluye el compromiso de las partes firmantes para contener el incremento de la temperatura de la Tierra “muy por debajo de los 2°C” con respecto al nivel preindustrial, y esforzarse para limitarlo en 1,5°C, así como alcanzar la neutralidad de emisiones entre 2050 y 2100. Pese a que no es jurídicamente vinculante, las partes alcanzaron un acuerdo para preparar, comunicar y mantener contribuciones nacionales en el futuro, poniendo en marcha medidas para la consecución del objetivo global planteado.

1.2 La Unión Europea ha liderado las políticas de descarbonización

La Unión Europea emitió en 2013 4.477 MtCO₂ (ver Cuadro 4). Dentro de los países con mayor PIB de Europa, Alemania es el país con más emisiones en valor absoluto y Polonia es el país con mayores emisiones en valor relativo a su consumo energético o su PIB. España se encuentra en la media (emisiones por energía final y emisiones por unidad de PIB) o por debajo de la media europea (emisiones per cápita).

¹⁴ Estimación realizada por Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), órgano científico creado en 1988 auspiciado por las Naciones Unidas, cuyo principal objetivo es examinar y evaluar toda la bibliografía sobre el cambio climático y ofrecer información acerca de sus causas, posibles repercusiones y estrategias de respuesta

Cuadro 4: Comparativa de ratios de emisiones GEI entre los principales países europeos en 2013



(1) Media de los 28 Estados miembro de la Unión Europea
Fuente: Eurostat; Fondo Monetario Internacional; análisis Monitor Deloitte

La Unión Europea ya ha establecido unos ambiciosos objetivos de reducción de emisiones GEI para que en 2050 su economía no dependa, o lo haga en menor medida, del consumo energético proveniente de fuentes emisoras de GEI. Este objetivo se ha definido como la reducción de las emisiones GEI para el año 2050 entre un 80 y un 95% con respecto a las emisiones del año 1990. Para alcanzar este objetivo, la Unión Europea ha desarrollado un conjunto de políticas de referencia e hitos intermedios para la descarbonización (ver Cuadro 5), en particular:

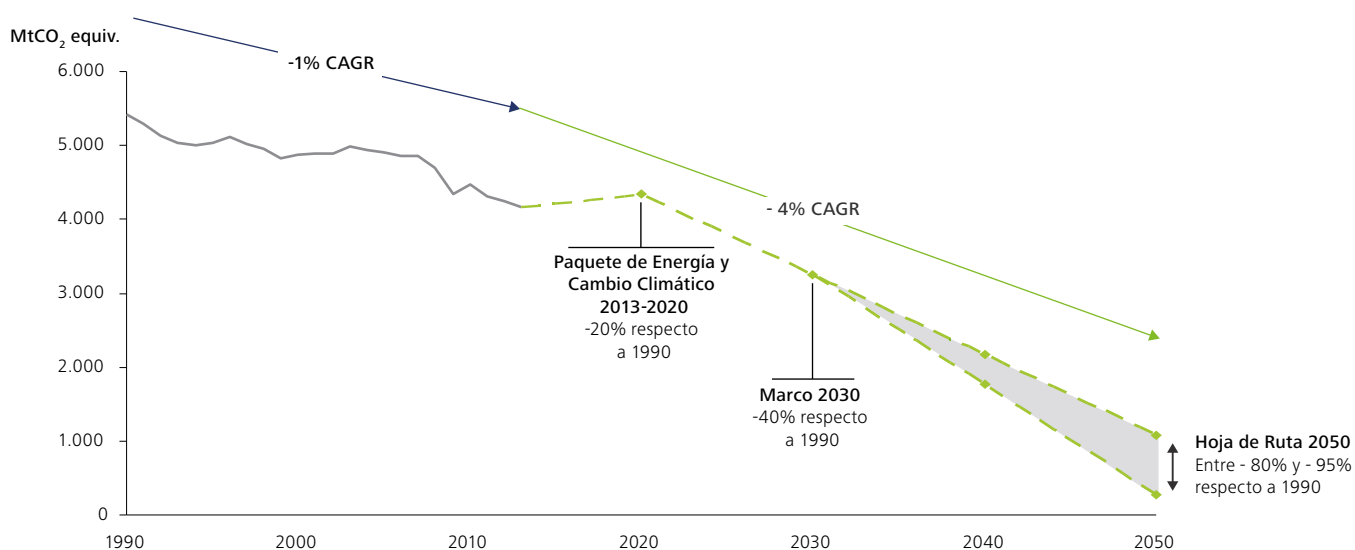
- Paquete de Energía y Cambio Climático 2013-2020, que sentó las bases para dar cumplimiento a los compromisos en materia de cambio climático y energía asumidos por el Consejo Europeo en 2007 e incluyó como objetivos para 2020: reducir las emisiones GEI al menos en un 20% respecto de los niveles de 1990, cubrir el 20% del consumo de energía final con energías renovables y reducir en un 20% el consumo de energía primaria.

- Marco 2030, adoptado en 2014 para dar continuidad al anterior Paquete de Energía y Cambio Climático, e incluyendo un objetivo vinculante de reducción de las emisiones GEI en un 40%, con respecto a los niveles de 1990. Adicionalmente, propuso otro objetivo vinculante de aumento de energías renovables a "por lo menos el 27%", aunque este objetivo no se trasladaría a objetivos jurídicamente vinculantes para los Estados miembros de la UE. Asimismo, se estableció otro objetivo de eficiencia energética del 27%.

- Hoja de Ruta 2050, presentada en 2011, que estableció que, en 2050 la UE deberá reducir sus emisiones entre un 80% y un 95% por debajo de los niveles de 1990, a través de reducciones en su ámbito geográfico.

En el marco de la cumbre de París, la Unión Europea trasladó a la comunidad internacional la confirmación de su objetivo de reducir en un 40% sus emisiones GEI en el horizonte 2030.

Cuadro 5: Evolución de las emisiones GEI de la Unión Europea para el cumplimiento de objetivos medioambientales



Fuente: Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte

1.3 El sistema EU ETS no está dando una señal de precio adecuada del coste de las emisiones

En el año 2005, la Unión Europea estableció el sistema *Emissions Trading System* (ETS), que incluye los consumos industriales, la generación eléctrica y el transporte aéreo. Inicialmente, el sistema ETS establecía un límite anual de emisiones por el cual cada emisor, incluyendo las centrales de generación, recibía una serie de derechos gratuitos de emisión. En términos generales, dicho límite se reducía progresivamente y las centrales que superaban el límite debían adquirir derechos de emisión en el mercado para cubrir todas sus emisiones GEI, para lo cual otros asignatarios de derechos de emisión debían dejar de emitir.

A partir de 2013, se introdujo un nuevo método de subasta progresiva de derechos de emisión. A fecha actual, todas las empresas de generación eléctrica españolas adquieren todos sus derechos de emisión en esta subasta, mientras que otros sectores industriales regulados mantienen un porcentaje de sus derechos de emisión gratuitos.

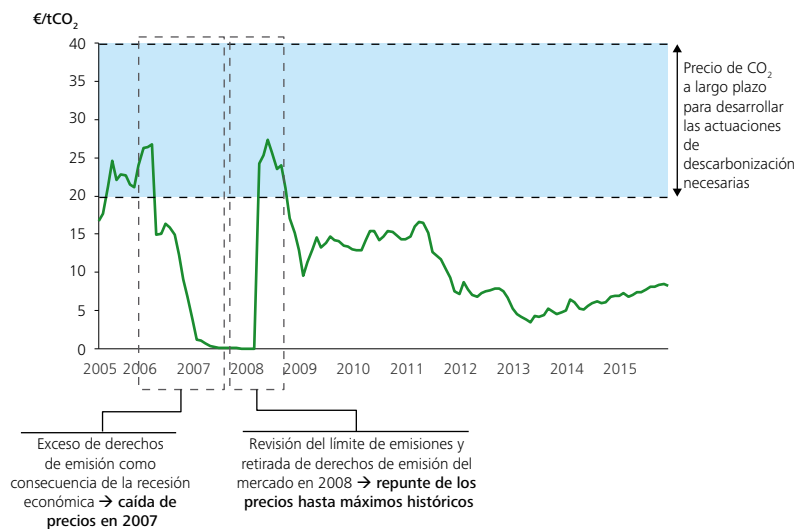
El sistema ETS fue diseñado con la intención de guiar la descarbonización mediante una señal de precio. Sin embargo, su eficacia ha sido limitada debido a:

- Un exceso de derechos de emisión derivado de la reducción de estas por la recesión económica, que propició un descenso de los precios desde 27 €/tCO₂ en 2008 hasta menos de 8 €/tCO₂ en 2015 (ver Cuadro 6).
- El precio de los derechos no está ajustado a una valoración del coste de la externalidad medioambiental que suponen las emisiones GEI.
- El sistema ETS únicamente engloba un porcentaje de emisiones totales y sectores, y no distribuye los esfuerzos entre todos los emisores de GEI. Sectores

que engloban una gran parte de las emisiones, como el transporte por carretera, no están incluidos en el sistema ETS (en España más del 50% de las emisiones no están sujetas al sistema ETS: transporte, residencial, servicios, etc.).

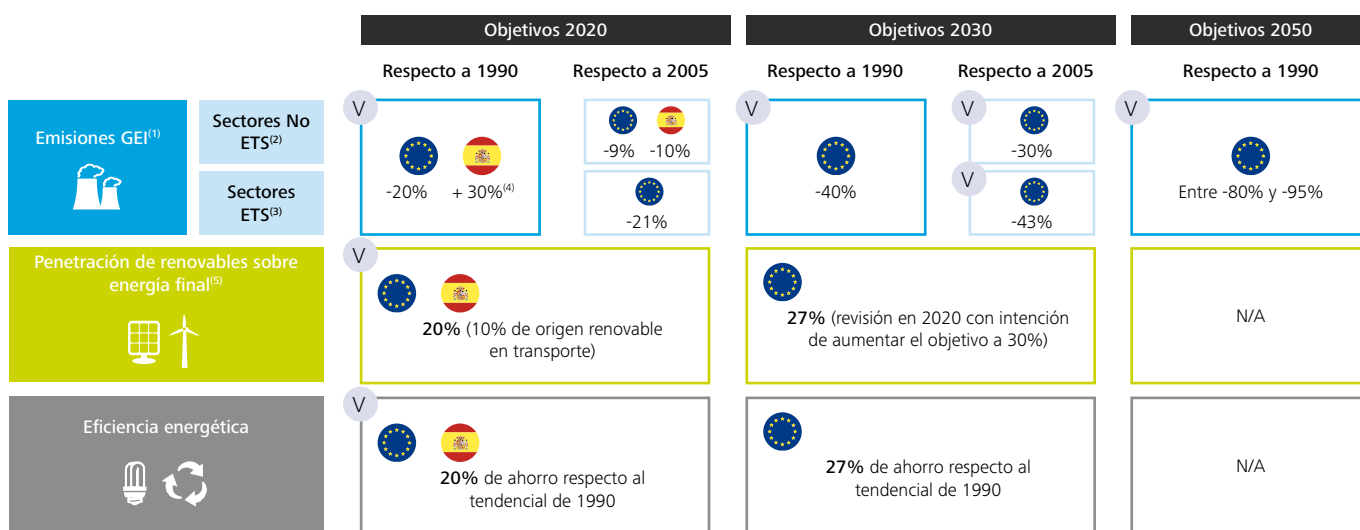
La reducción del exceso de oferta ha sido uno de los objetivos de la Comisión Europea; para intentar reducir este exceso de derechos de emisión ha propiciado que se posponga la subasta de derechos de 900 millones de derechos de emisiones GEI hasta más allá de 2019, reduciendo los volúmenes ofertados en 2014, 2015 y 2016. Este retraso de la oferta de derechos de emisión, más conocido como *back-loading*, podría ajustar oferta y demanda, lo que incrementaría los precios.

Cuadro 6: Evolución histórica del precio de los derechos de emisión de CO₂⁽¹⁾



(1) Precio spot de las European Union Allowances (EUAs)
Fuente: SendeCO2; Thomson Reuters; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 7: Análisis de los objetivos medioambientales de la Unión Europea: 2020, 2030 y 2050



V Objetivo vinculante ● Objetivo para la UE 🇪🇸 Objetivo para España

(1) Incluye emisiones de CO₂, N₂O, NO_x, CH₄, SO₂, HFCs, PFCs, SF₆ y NF₃. No incluye las emisiones derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo
 (2) Sectores no englobados en el sistema *Emissions Trading System* (ETS): transporte excepto aviación, edificación, residuos y agricultura
 (3) Sectores englobados en el sistema ETS: consumos industriales, generación eléctrica y transporte de aviación
 (4) Suponiendo que a España le corresponda el mismo porcentaje de reducción en ETS que la media de la Unión Europea
 (5) Porcentaje del consumo de energía de origen renovable sobre el consumo total de energía final
 Fuente: Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte

1.4 España ha realizado un esfuerzo importante para cumplir sus compromisos para 2020

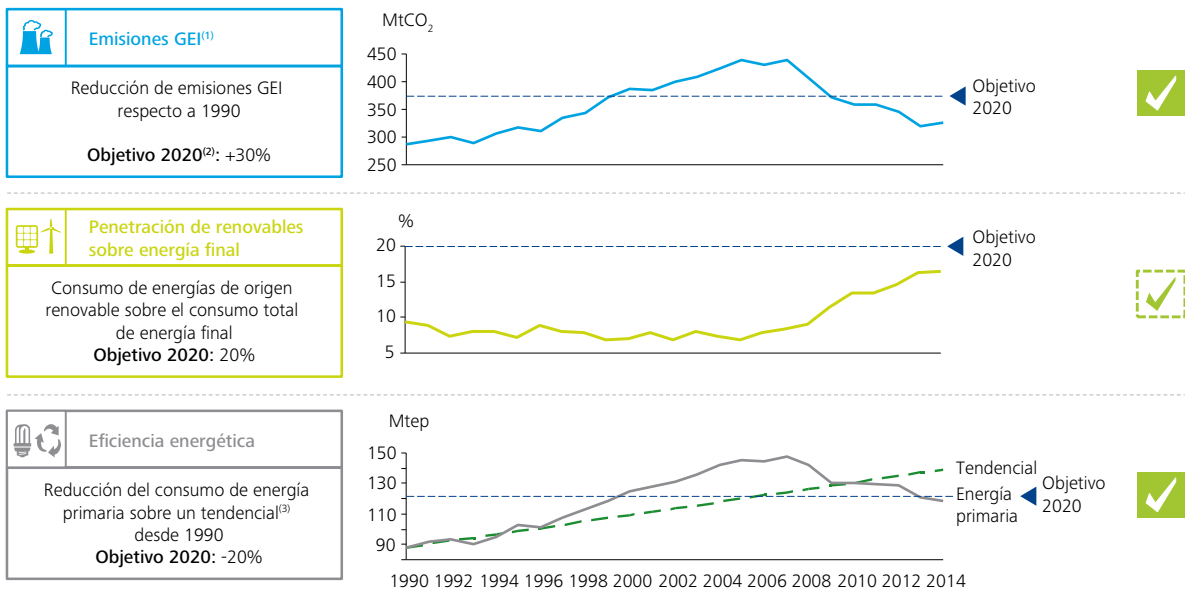
España, junto con el resto de Estados miembro de la Unión Europea, participa activamente en la lucha contra el cambio climático a través de las reuniones anuales de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Como miembro de la Unión Europea contribuye al cumplimiento de los objetivos europeos de acuerdo a las trasposiciones de estos objetivos a España (ver Cuadro 7).

La trasposición de los objetivos 2020 para España resultó en un objetivo de no incrementar las emisiones GEI más de un 30% tomando como referencia el año 1990. España se encuentra en la senda de cumplir los objetivos de 2020, si bien el objetivo de penetración

de energías renovables sobre energía final requerirá un esfuerzo adicional para asegurar su cumplimiento (ver Cuadro 8). El avance en el cumplimiento de los objetivos se ha realizado básicamente gracias al desarrollo de la generación renovable eléctrica y por la crisis económica que ha contraído el consumo de energía, no por cambio estructural en el consumo de energía final.

En lo que al mix de generación se refiere, la política energética española de los últimos años ha llevado a diferencias importantes respecto al habitual en la Unión Europea: baja penetración del carbón (particularmente, frente a países conocidos por su apoyo a las renovables, como Alemania o Dinamarca) y una penetración de renovables por encima de la media europea y de todos los países comparables por población y tamaño (Ver Cuadro 9).

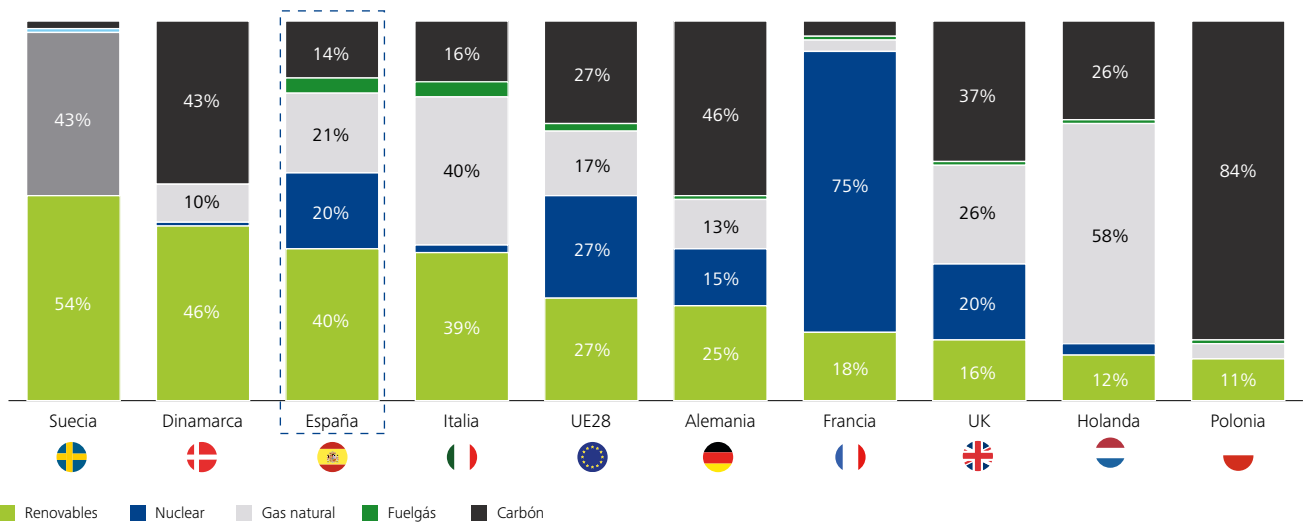
Cuadro 8: Análisis del cumplimiento de objetivos medioambientales impuestos para España en el marco de la Unión Europea hasta 2020



(1) No incluye las emisiones derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo
 (2) Objetivo diferente que el de la Unión Europea. Aquellos países que en 1990 estaban más industrializados deben realizar un mayor esfuerzo (por ejemplo Alemania -20%)
 (3) España debe reducir en un 25,2 Mtep el consumo de energía primaria sobre el tendencial en 2020, lo que debe representar el 20% de su consumo. Se ha asumido un crecimiento lineal respecto a 1990
 Fuente: Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 9: Comparación de la penetración de renovables en la generación eléctrica entre los principales países de la UE en 2013

Cobertura de la demanda de electricidad por tipo de combustible⁽¹⁾



(1) Generación bruta de electricidad
 Fuente: Comisión Europea

1.5 Las emisiones GEI en España en 2013








España emitió 322 MtCO₂ de emisiones GEI en el año 2013, de las cuales 240 millones provinieron de emisiones derivadas de usos energéticos y los 82 millones restantes correspondieron a otros usos no energéticos¹⁵.

La mayor parte de las actuales emisiones GEI de usos energéticos en España (ver Cuadro 10) son generadas

por el uso de derivados del petróleo (55% del total de emisiones de origen energético) y están especialmente vinculadas al transporte por carretera (31%). El gas natural es el segundo combustible con más emisiones GEI (26%), que están principalmente relacionadas con su uso en la industria y en la generación de energía eléctrica (13% y 5% respectivamente). Por último, el carbón (19%) es utilizado básicamente en la producción de energía eléctrica (16%).

Cuadro 10: Reparto de emisiones GEI en sectores energéticos por energía primaria

Reparto de las emisiones equivalentes de CO₂ por tipo combustible de energía primaria y sector en 2013 en España (% MtCO₂ equivalentes)

	 Generación eléctrica	 Refino de petróleo	 Transporte por carretera	 Otros transportes ⁽¹⁾	 Residencial	 Servicios	 Industria	Otros ⁽²⁾	
Carbón	16%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	19% 46
Productos petrolíferos	3%	5%	31%	2%	4%	2%	3%	5%	55% 132
Gas natural	5%	0%	0%	0%	3%	3%	13%	2%	26% 61
	24%	5%	31%	2%	7%	5%	18%	8%	100 % 240 MtCO₂

(1) Incluye transporte por ferrocarril, aéreo y marítimo

(2) Incluye emisiones fugitivas, emisiones derivadas consumos energéticos en pesca, agricultura, transformación de combustibles sólidos y otros

Nota: las emisiones que provienen de la cogeneración están repartidas entre servicios, industria e industrias de la energía. No incluye las emisiones derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo

Fuente: UNFCC; MAGRAMA; IDAE; análisis Monitor Deloitte

¹⁵ Usos no energéticos de los combustibles (por ejemplo fabricación de plásticos), emisiones del sector agrícola y ganadero, usos del suelo y silvicultura y residuos. En este estudio no se han analizado los posibles mecanismos para reducir las emisiones de los usos no energéticos

Con el objetivo de mostrar un período representativo de la evolución reciente del modelo energético español, se ha considerado como punto de partida el año 2000. En este sentido, no se ha partido de un punto temporal anterior para no considerar cambios en la estructura económica española que pudieran influir en las conclusiones obtenidas y no vinculados a los procesos de descarbonización iniciados fundamentalmente a partir de la adopción del Protocolo de Kioto (1997).

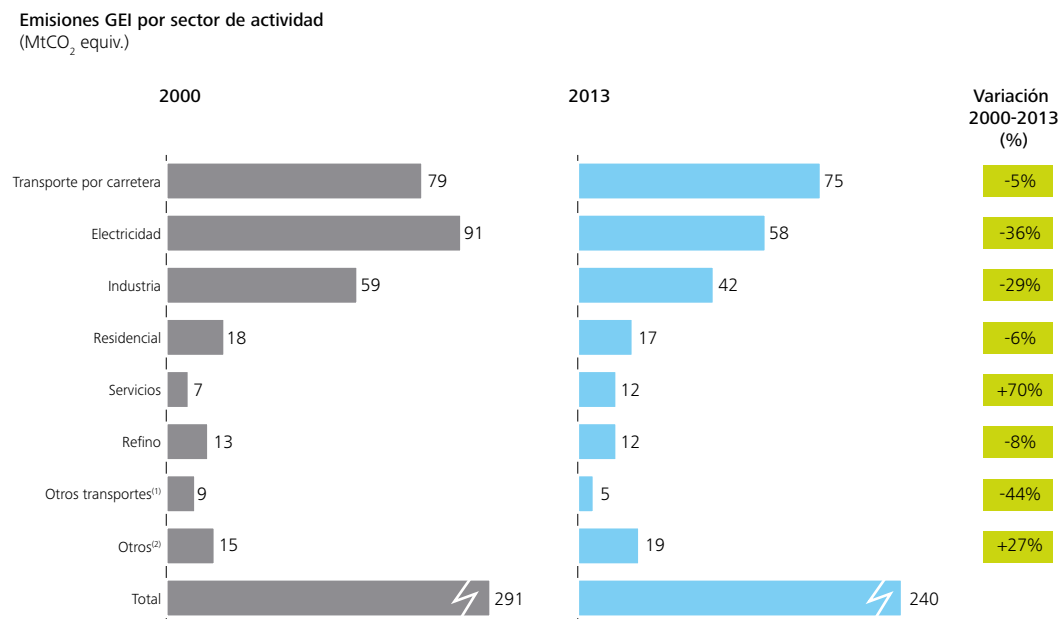
Desde el año 2000 las emisiones GEI se han reducido desde las 390 Mt (291 Mt procedentes de los sectores energéticos) hasta las 322 Mt de 2013 (240 Mt procedentes de los sectores energéticos), lo que supone una reducción del 17%, a pesar de haberse incrementado el PIB en un 18%.

- El eléctrico es el sector económico que más se ha descarbonizado desde el año 2000 (ver Cuadro 11), reduciendo sus emisiones alrededor de un 40%. Esta evolución se debe fundamentalmente a la

incorporación de más de 30 GW¹⁶ de generación eléctrica renovable desde el año 2000, lo que equivale a más del 31% de la capacidad instalada total en 2014.

- El segundo sector con mayor reducción de emisiones es el industrial, en parte debido a la caída de actividad por la desindustrialización, pero también gracias al cambio de vector energético (el porcentaje de productos petrolíferos como consumo de energía final en la industria se ha reducido desde el 23% en 2000 al 13% en 2013).
- El sector residencial ha reducido sus emisiones, a pesar de que la población se ha incrementado en un 16% y se ha desarrollado el equipamiento (por ejemplo, mayor penetración de aire acondicionado, incremento del número de electrodomésticos), gracias a que la electricidad ha pasado de tener un peso del 31% en 2000 al 42% en 2013 y el peso de los derivados del petróleo se han reducido del 34% al 18% en el mismo periodo.

Cuadro 11: Comparativa de los esfuerzos de descarbonización realizados por cada sector de actividad desde el año 2000 en España

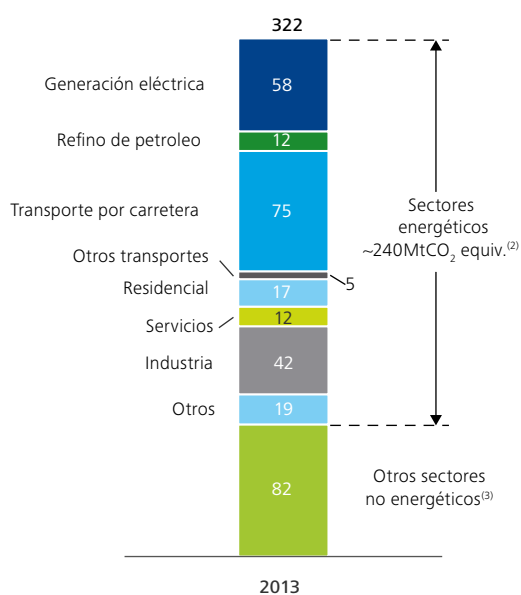


(1) Incluye transporte por ferrocarril, transporte marítimo y transporte de aviación. No incluye las emisiones de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo
(2) Incluye emisiones fugitivas, otras industrias de transformación de energía, pesca, agricultura y otros
Fuente: MAGRAMA; análisis Monitor Deloitte

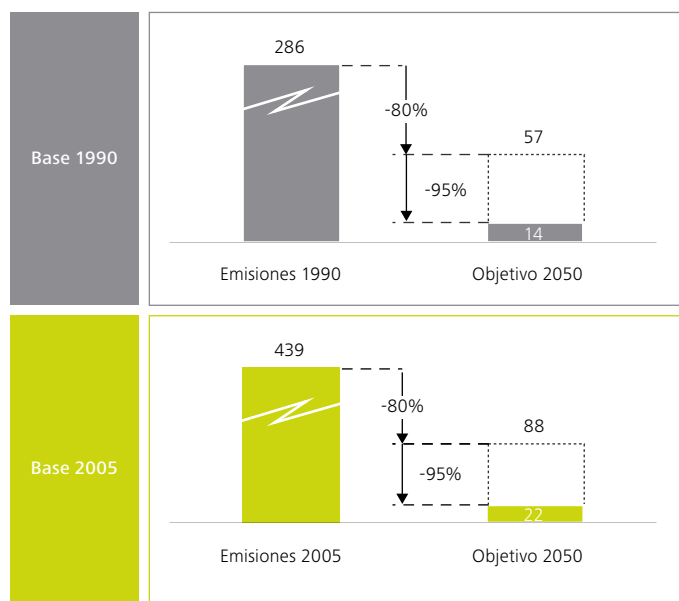
¹⁶ Incluyendo instalación de gran hidráulica

Cuadro 12: Análisis de los objetivos de reducción de emisiones GEI en España en 2050 en función de la transposición de los objetivos europeos

Desglose de emisiones en España a 2013⁽¹⁾
(MtCO₂ equivalentes)



Rango de los posibles objetivos de España a 2050



(1) Sectores de consumo de energía final según MAGRAMA

(2) Corresponden en un 98,1% a emisiones de CO₂. Resto corresponden a otros gases con efecto invernadero (incluye N₂O y CH₄)

(3) Incluye agricultura, ganadería, usos del suelo y silvicultura, residuos y usos no energéticos en la industria

Fuente: MAGRAMA, IDAE; análisis Monitor Deloitte

La aplicación a España del compromiso de reducción entre el 80% y 95% de emisiones GEI para 2050 – tomando como base la actual matriz de emisiones por energía final y sector de actividad de la economía española – significaría que las emisiones totales, usos energéticos y no energéticos, se tendrían que reducir a 14-88 MtCO₂ equivalentes (ver Cuadro 12). A la vista de las emisiones por sector en 2013, incluso para llegar a cumplir el límite máximo de emisiones indicado, independientemente de los compromisos concretos que

finalmente vinculen a España, los usos energéticos y no energéticos tendrían que reducir sus emisiones GEI de un modo muy significativo. A pesar de que este informe se centra en los usos energéticos, es importante resaltar que España tendrá que compensar la acumulación de emisiones en la atmósfera mediante el desarrollo de sumideros que contribuyan a disminuir el CO₂ en la atmósfera, por ejemplo mediante formaciones vegetales o la lucha contra la deforestación.

2. El modelo energético en 2050

El presente estudio parte de la premisa de que los objetivos medioambientales para 2050 se cumplirán, y se desarrollarán las condiciones económicas, regulatorias y tecnológicas para dicho cumplimiento

El presente estudio parte de la premisa de que los objetivos medioambientales para 2050 se cumplirán, y se desarrollarán las condiciones económicas, regulatorias y tecnológicas para dicho cumplimiento. Para ello, se consideran exclusivamente aquellas combinaciones de actuaciones y políticas energéticas (que denominaremos las “palancas de descarbonización”) que llevarían al cumplimiento estricto de dichos objetivos en 2050, descartando las alternativas que no permitan dicho cumplimiento o sobre las que exista mayor incertidumbre.

El estudio no pretende determinar si una actuación concreta es preferible en términos de impactos económicos, regulatorios, sociales, etc., o es más conveniente para unos u otros sectores de actividad, sino que tiene como objetivo analizar qué conjunto de actuaciones hay que realizar simultáneamente en el periodo hasta 2050 si España quiere cumplir el objetivo medioambiental indicado; quedaría para un siguiente paso las reflexiones sobre oportunidades y riesgos que estas actuaciones supondrán para los distintos subsectores de la economía española.

Asimismo, existe una fuerte incertidumbre respecto a si y cuándo determinadas tecnologías, que son clave para lograr la descarbonización, no sólo habrán dejado atrás su fase de I+D, sino que estarán plenamente operativas comercialmente y en condiciones de ser adoptadas masivamente por los consumidores (por ejemplo, el vehículo eléctrico, las tecnologías de almacenamiento-baterías, las pilas de hidrógeno o la fusión nuclear).

El estudio no pretende realizar una prospección de tecnologías, ni apostar explícitamente por una u otra de las que están hoy en investigación o en fase de

desarrollo, sino que las tecnologías necesarias para descarbonizar serán desarrolladas y adoptadas, en la medida en que se necesiten, en el período hasta 2050.

Sin embargo, a efectos de ilustrar, por ejemplo, los costes de las inversiones a acometer, el estudio toma como base aquellas soluciones que tienen, a la fecha actual, un mayor avance en su estado de madurez, sobre las que hay suficiente literatura y estimaciones de rangos de costes como para que estos puedan ser utilizados dentro de los propósitos de este análisis. A modo de ejemplo, el estudio considera el desarrollo y plena adopción del vehículo eléctrico en el horizonte 2050, dado que hoy el vehículo eléctrico es una realidad (a pesar de que todavía ha de evolucionar la tecnología de las baterías de almacenamiento y de la falta de infraestructura de recarga), pero no considera el vehículo de pila de combustible de hidrógeno, la fusión nuclear o la captura y almacenamiento de CO₂, dada la imposibilidad de tener, a día de hoy, una certeza suficiente sobre su desarrollo comercial en el horizonte 2050 y sus costes.

Por estas razones, el estudio presta especial atención a la transición entre el modelo energético actual y el que necesitamos en 2050. La transición debe ser flexible y sólida, compuesta de políticas y medidas de las que no nos vayamos a arrepentir, que no requieran inversiones que puedan quedar obsoletas o innecesarias, hundidas, en función del desarrollo tecnológico.

Mención específica requiere el tratamiento que se ha dado en el estudio a las tecnologías de almacenamiento de energía, necesarias para disponer de un parque de generación eléctrica con una alta penetración de energías renovables no gestionables.

En el almacenamiento hay una elevada incertidumbre sobre las tecnologías ganadoras y sus costes futuros. En el mundo se están realizando multimillonarias inversiones en I+D+i por parte de institutos de investigación tecnológica, universidades y fabricantes de materiales y equipos de distintos sectores de actividad (automovilístico, energético, comunicaciones, etc.). La actividad y los resultados logrados hasta ahora permiten tener una certeza razonable de que se alcanzarán soluciones tecnológicas apropiadas para las necesidades de seguridad de suministro y respaldo que requiere un sistema eléctrico, y a unos costes competitivos, considerablemente antes de 2050. Este desarrollo hará posible que las tecnologías de almacenamiento sustituyan principalmente a las tecnologías térmicas en el suministro de respaldo a un sistema eléctrico con creciente penetración de renovables intermitentes.

A efectos prácticos, dada la imposibilidad de conocer hoy qué tecnologías de almacenamiento serán las que se desarrollen y a qué coste, el estudio considera que, sobre todo a partir de 2030, se instalará aquella capacidad de respaldo que requiera la penetración de renovables estimada. Probablemente se tratará de sistemas de almacenamiento, pero no podemos prejuizar qué tecnología dará ese respaldo. En todo

caso, se supone que aquella tecnología que se instale tendrá un coste competitivo frente a las soluciones actuales (estimado, a efectos del estudio, en el coste actual de una tecnología convencional de gas natural).

Las actuaciones o “palancas” a considerar para la transformación del modelo energético son de carácter muy diverso (ver Cuadro 13) y se pueden agrupar en tres grandes categorías:

- **Cambiar a vectores energéticos con menores emisiones:** sustituir combustibles y vectores energéticos de mayores emisiones por otros de menor emisión (por ejemplo, sustituir carbón o petróleo por electricidad o gas natural).
- **Instalar generación eléctrica libre de emisiones:** sustituir generación eléctrica que emite por energías renovables.
- **Fomentar la eficiencia energética:** desarrollo de actuaciones dirigidas a realizar procesos de forma más eficiente o simplemente no desperdiciar energía en consumos innecesarios (por ejemplo, mejora en los aislamientos de los edificios o sistemas de iluminación automáticos con controles de presencia).

Cuadro 13: Caracterización de las palancas de descarbonización

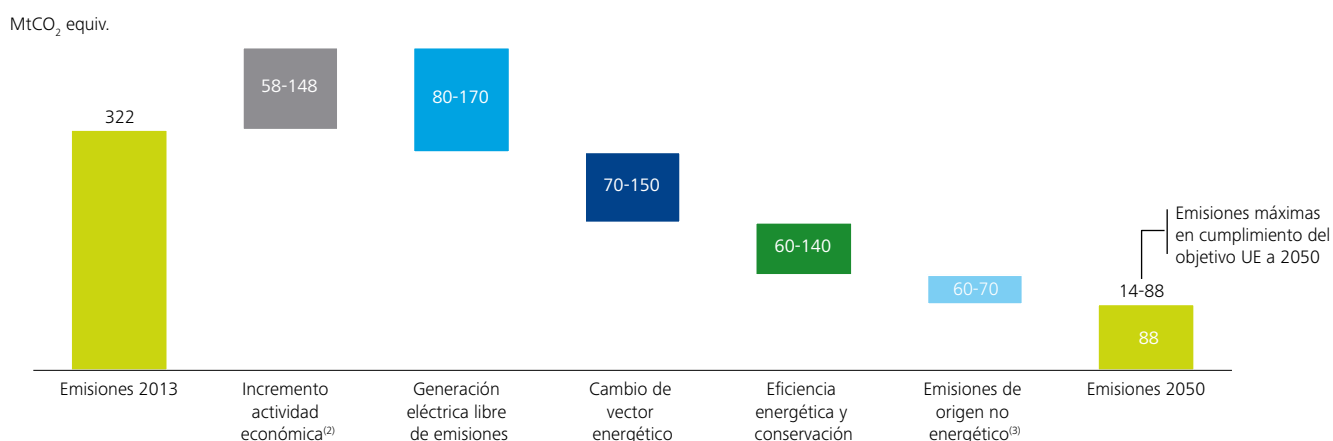
Cambio a vector energético con menores emisiones	Generación eléctrica libre de emisiones	Eficiencia energética y conservación
<ul style="list-style-type: none"> • Sustitución de vehículos ligeros convencionales por vehículos híbridos o eléctricos, o con consumo de biocombustible o gas natural vehicular • Sustitución de vehículos pesados convencionales por vehículos eléctricos, o con consumo de biocombustible o gas natural vehicular • Desplazamiento del transporte de mercancías por carretera a transporte ferroviario (cambio modal) • Sustitución del transporte marítimo convencional por transporte con gas natural y desarrollo de puertos verdes (suministro de energía libre de emisiones a los buques atracados en puerto) • Electrificación del transporte ferroviario • Electrificación y gasificación del sector residencial y sector servicios (fundamentalmente los usos térmicos) • Uso de vectores con menores emisiones en el sector industrial • Electrificación y gasificación de los consumos energéticos en el sector agrícola y pesquero 	<ul style="list-style-type: none"> • Instalación de generación eólica y solar fotovoltaica centralizada • Instalación de generación fotovoltaica distribuida con y sin almacenamiento asociado • Instalación del respaldo necesario para asegurar la garantía de suministro 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de la eficiencia en la transformación de la energía en el sector residencial y servicios (por ejemplo, introducción de electrodomésticos de menor consumo, iluminación LED plenamente instalada, etc.) • Introducción de procesos energéticamente más eficientes en el sector industrial • Incremento de la conservación energética en edificación • Incremento de la eficiencia en los vehículos con motores convencionales • Instalación de sistemas de gestión de la demanda eléctrica (reducción activa del consumo en momentos de máxima demanda)

2.1 Transformaciones necesarias en el modelo energético

Todas las actuaciones son indispensables para cumplir los objetivos en el horizonte 2050 (ver Cuadro 14 y Cuadro 15), es decir, no se alcanzarán los objetivos si toda la generación eléctrica es renovable, pero se mantiene el actual mix de combustibles de transporte

ligero o pesado, o si, por el contrario, centramos todos los esfuerzos en la eficiencia energética (quizás la más diversa y más transversal y, por tanto, más difícil de implantar de forma estructural) y no fomentamos las renovables o seguimos utilizando gasolina y gasóleo en el transporte.

Cuadro 14: Evolución de las emisiones GEI en un escenario continuista y reducción de las mismas por tipo de palanca⁽¹⁾



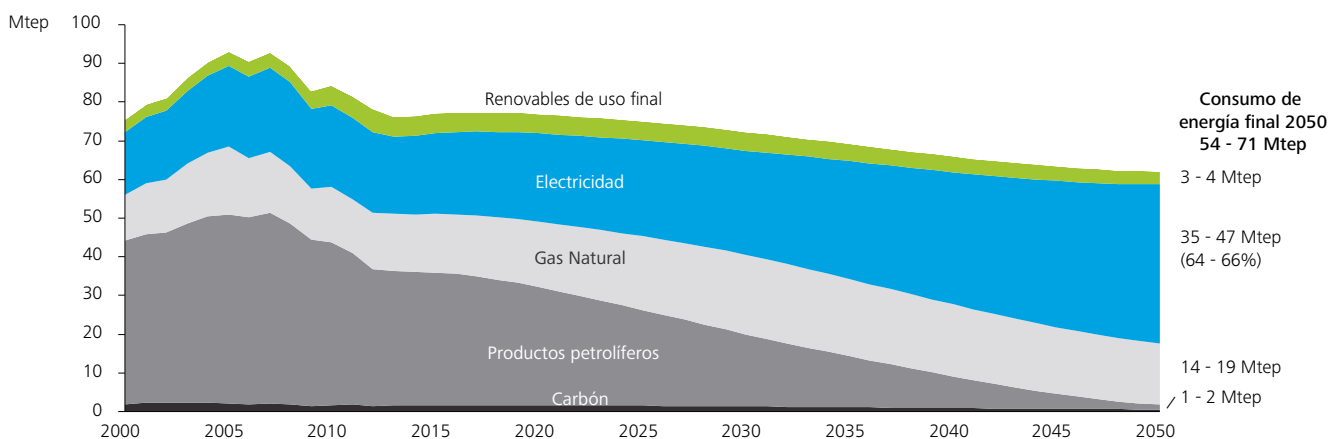
(1) Efectos incrementales

(2) Relativo a 2050 en un escenario base desde 2013, manteniendo en 2050 el mismo porcentaje de generación renovable que en 2013 (40%). En 2050 se han cerrado las centrales de carbón y su generación es sustituida por centrales de gas natural

(3) Reducción de emisiones de origen no energético de un 75%

Fuente: IDAE; MAGRAMA; EIU; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 15: Evolución del consumo de energía final por tipo de vector energético en España



Notas:

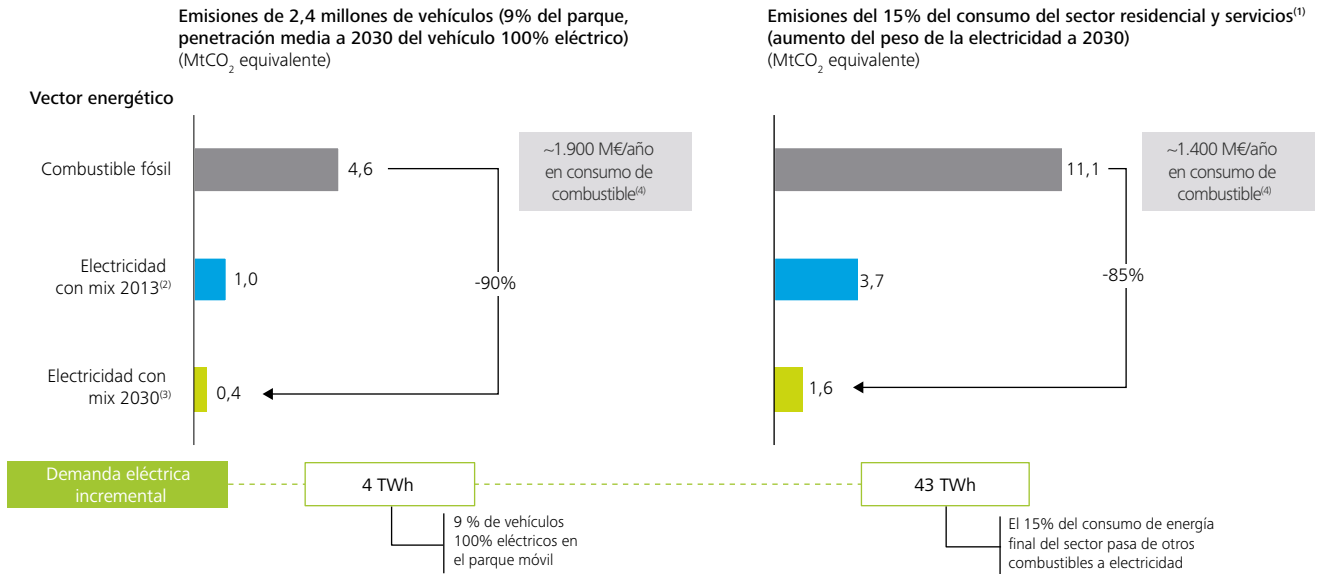
No considera el calor generado por la cogeneración.

No incorpora los consumos derivados del transporte marítimo ni aéreo internacional

Se muestran valores medios

Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 16: Potencial de descarbonización mediante la electrificación de la demanda con energías renovables en España



(1) Se ha considerado la electrificación mediante bomba de calor
 (2) Factor de emisión medio del sector eléctrico en 2013: 0,25 tCO₂/MWh
 (3) Factor de emisión medio del sector eléctrico en 2030: 0,11 tCO₂/MWh
 (4) Precio medio gasolina (1,1 €/litro), precio medio gasóleo (1 €/litro) y precio medio gas natural (69 €/MWh)
 Fuente: IDAE; MAGRAMA; análisis Monitor Deloitte

En el pasado todo el crecimiento económico estuvo asociado a un mayor consumo de combustibles fósiles. La situación de crisis desde 2007-08 ha hecho que se reduzca la demanda coyunturalmente por razones ajenas a la eficiencia y al cambio de vector. Sin embargo, cuando mejore la coyuntura económica, si no se cambian los vectores de consumo no se podrán alcanzar los objetivos. El mayor potencial de descarbonización se consigue con la electrificación de la demanda mediante energías renovables (ver Cuadro 16). Es preciso coordinar las actuaciones para que la descarbonización se produzca de forma eficiente, por ello, es necesario acompañar la instalación de nueva capacidad renovable con la electrificación de la demanda, aprovechando la evolución tecnológica y las previsibles reducciones de costes.

En este contexto las actuaciones para la descarbonización del modelo energético serían:

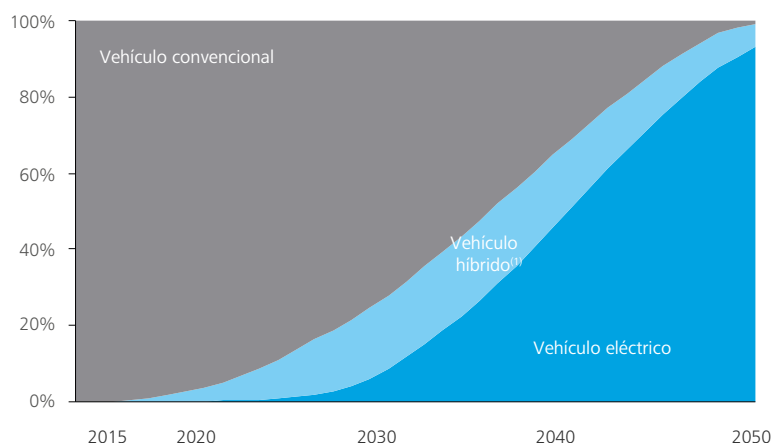
- **Sustituir el consumo de productos petrolíferos**, limitándolos a sectores y usos en los que no hay alternativa viable libre de emisiones (por ejemplo, transporte aéreo o determinados procesos industriales), mediante la electrificación de la demanda y la utilización de vectores energéticos con menores emisiones (por ejemplo, la utilización de gas natural en vez de derivados del petróleo en calefacción, transporte marítimo o de mercancías).

La reducción del consumo de productos petrolíferos se conseguiría mediante los siguientes cambios en el modelo energético (ver Cuadro 17):

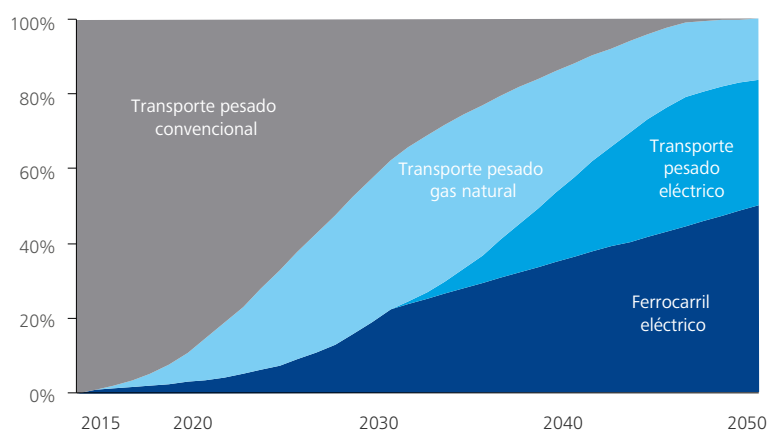
- Incrementar la penetración de vehículos eléctricos desde el 0% hasta prácticamente un 100% en 2050. Esto requeriría que desde el año 2040 la totalidad de las ventas de vehículos ligeros fuese eléctrica.
- Realizar el cambio modal de entre el 40 y el 60% del transporte pesado, que actualmente se realiza por carretera, a ferrocarril eléctrico. Esto requerirá importantes inversiones en la infraestructura ferroviaria, portuaria y logística asociada que permita la utilización de la red ferroviaria para la inmensa mayoría del transporte de mercancías internacional y nacional (excepto en el transporte de cercanías o intra-urbano, que debería electrificarse al máximo).
- Intensificar el cambio a vectores energéticos de menores emisiones en el sector residencial y de servicios, mediante la electrificación y, en menor medida, la gasificación de dichos consumos. De esta manera, la electricidad debería suponer más del 85% en 2050 en dichos segmentos. El cambio de vector energético en estos sectores se centraría en los consumos de calefacción y agua caliente sanitaria, estimándose que la elección del nuevo vector energético dependerá de la competitividad en costes de las soluciones tecnológicas disponibles y de la reglamentación de aplicación en dichos sectores (ver más detalles sobre estos aspectos en el apartado “3. La transición del sector energético 2016-2030”).

Cuadro 17: Evolución del parque de vehículos de transporte en España

Distribución del parque de turismos en función del tipo de combustible (%)



Distribución del transporte pesado que actualmente se transporta por carretera por tipo de vehículo(2) (%)



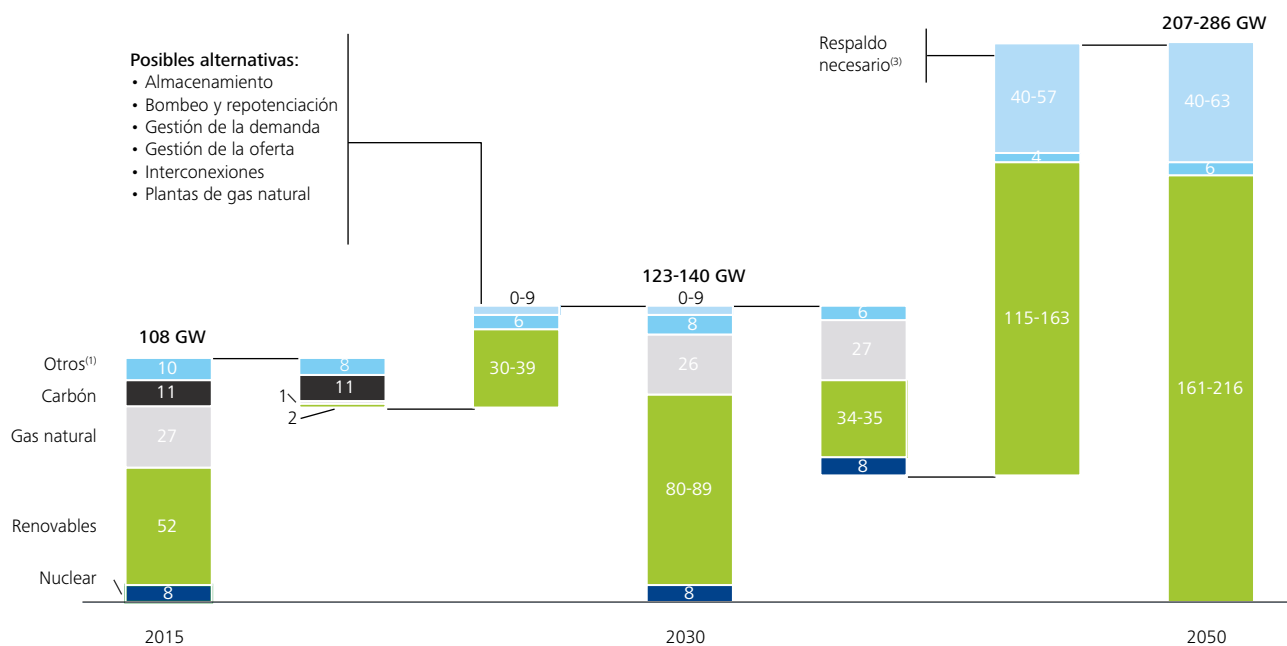
(1) Incluye vehículos híbridos e híbridos enchufables
 (2) Expresado en km-tonelada transportada
 Nota: Se muestran valores medios
 Fuente: DGT; Eurostat; análisis Monitor Deloitte

- **Desarrollar un parque de generación eléctrica basado en energías renovables.** El nuevo mix de generación eléctrica debería tener hasta el 90-100% de origen renovable (el 38%¹⁷ de la generación ha sido renovable en 2015). Alcanzar este nivel de penetración significará instalar entre 145-201 GW de generación eléctrica renovable (eólica y solar fotovoltaica¹⁸) hasta 2050, así como la capacidad de

respaldo/almacenamiento suficiente para garantizar la seguridad de suministro (ver Cuadro 18). Con una gestión adecuada, toda la nueva capacidad de generación que se construya en España desde ahora debería ser renovable salvo en determinados escenarios de crecimiento de la demanda o cuando no haya sido posible implementar a tiempo otras fuentes de energía (por ejemplo, interconexiones, bombeos).

Cuadro 18: Evolución del parque de generación en el horizonte 2050

Capacidad instalada de generación eléctrica (GW)



(1) Incluye fuelgas, cogeneración y otros

(2) Incluye generación hidráulica y bombeo. Incluye generación solar centralizada y descentralizada.

(3) Tecnología de respaldo dependiente de la evolución tecnológica del almacenamiento. El dato mostrado en la gráfica equivale al respaldo proporcionado por la tecnología de generación con gas natural

Fuente: REE, análisis Monitor Deloitte

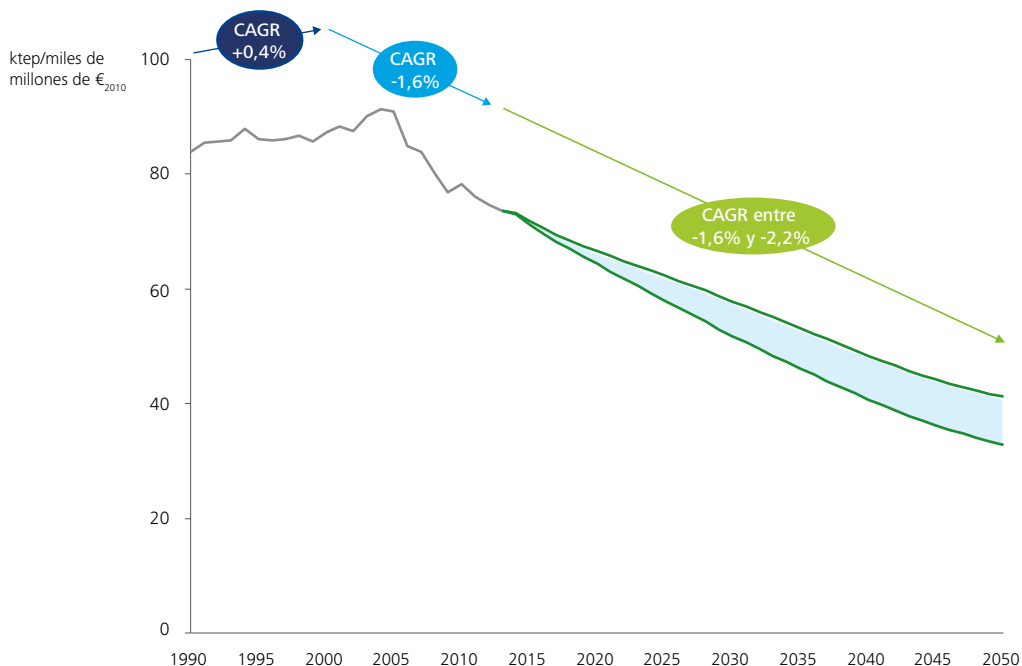
17 Incluye generación de bombeo

18 Se ha incluido la instalación de 8 GW de nueva hidráulica y biomasa

- **Implantar medidas de eficiencia energética.** Estas medidas deberían partir del ritmo de reducción anual de la intensidad energética final¹⁹ alcanzado durante los últimos años (1,6% anual, considerando el impacto que la crisis económica ha tenido en la demanda de energía) y tratar de mantenerlo o incrementarlo hasta el 2,2% anual (ver Cuadro 19), mediante inversiones y actuaciones decididas de eficiencia energética y conservación, fundamentalmente en nueva edificación, rehabilitación de edificios existentes y nuevos procesos industriales (ver más detalles

sobre estas palancas en el apartado “3. La transición del modelo energético 2016-2030”). Determinadas medidas incluidas en el apartado de cambio de vector energético tendrán un importante impacto en la eficiencia energética global de nuestro sistema energético (por ejemplo, la adopción del vehículo eléctrico, teniendo en cuenta que es entre 3-4 veces más eficiente que el vehículo convencional, (ver Cuadro 22) y el peso que el transporte ligero tiene actualmente, tanto en términos de energía primaria como final²⁰).

Cuadro 19: Evolución de la intensidad energética en España hasta 2050⁽¹⁾

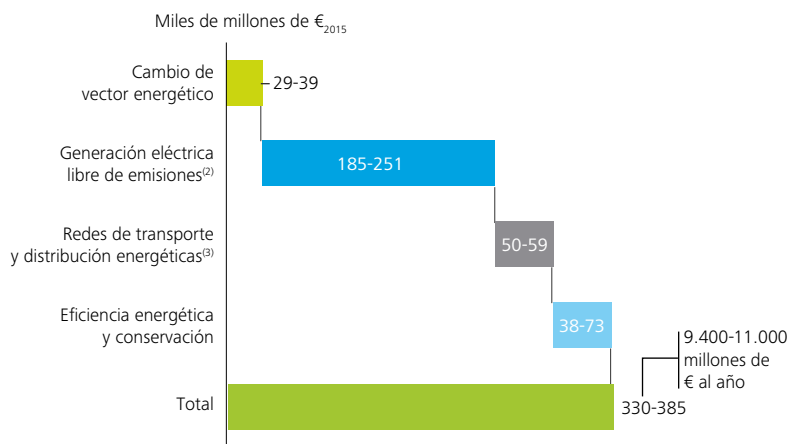


(1) Energía final (sin considerar calor de la cogeneración ni transporte aéreo y marítimo internacional) entre PIB
 Nota: Se muestran valores medios
 Fuente: Fondo Monetario Internacional; IDAE; análisis Monitor Deloitte

19 Demanda de energía final total del país / Producto Interior Bruto

20 El transporte ligero supuso en 2013 un consumo energético del 23% sobre la energía final y de un 18% en términos de energía primaria

Cuadro 20: Inversiones acumuladas hasta 2050 para descarbonizar el modelo energético español⁽¹⁾



(1) No incluye inversiones relativas a cambio modal, puertos verdes y electrificación de los sectores agrícola y pesquero
 (2) Incluye generación centralizada y generación descentralizada
 (3) Incluye redes eléctricas y de gas
 Fuente: FEDEA; UNESA; IDAE; análisis Monitor Deloitte

2.2 Inversiones necesarias durante el periodo 2016-2050

Para conseguir todos estos cambios serán necesarias una serie de medidas profundas, coordinadas y consistentes en el ámbito de las políticas económica, energética, y de transporte e infraestructura, de la reglamentación urbanística y de construcción, que implicarán a todos los niveles de las Administraciones Públicas. Estas medidas serán necesarias para incentivar un esfuerzo inversor muy relevante y sostenido durante un largo período de tiempo. Las principales actuaciones supondrán, entre el año 2016 y 2050, una inversión acumulada²¹ de entre 330.000 y 385.000 millones de € (ver Cuadro 20), lo que equivale a una inversión anual media de unos 10.000 millones al año (estas cifras no incluyen las inversiones necesarias para el cambio modal del transporte pesado a ferrocarril). A efectos de poner en contexto estas cifras, España ha invertido en la red ferroviaria de alta velocidad ~40.000 millones de € hasta 2013 y se estima que el sector eléctrico ha invertido entre 8.000 y 10.000 millones al año durante los últimos 10 años.

2.3 Beneficios de la descarbonización

Más allá de la contribución a la lucha contra el cambio climático, la descarbonización tendría tres impactos positivos: menor dependencia energética de las importaciones, menor precio de la electricidad para el consumidor y mayor eficiencia energética:

- **Menor dependencia energética de las importaciones:** en 2013 España realizó unas importaciones brutas de 416 millones de barriles equivalentes de petróleo (nuestra producción interior despreciable) por un importe de 34.000 millones de €, mientras que en 2050 se estima un consumo de 6,6-15 millones de barriles equivalentes²², por lo que, independientemente del precio al que pudiera cotizarse el petróleo a dicha fecha, es de suponer que la importación de dichos productos petrolíferos tendría un coste total bastante inferior al actual.

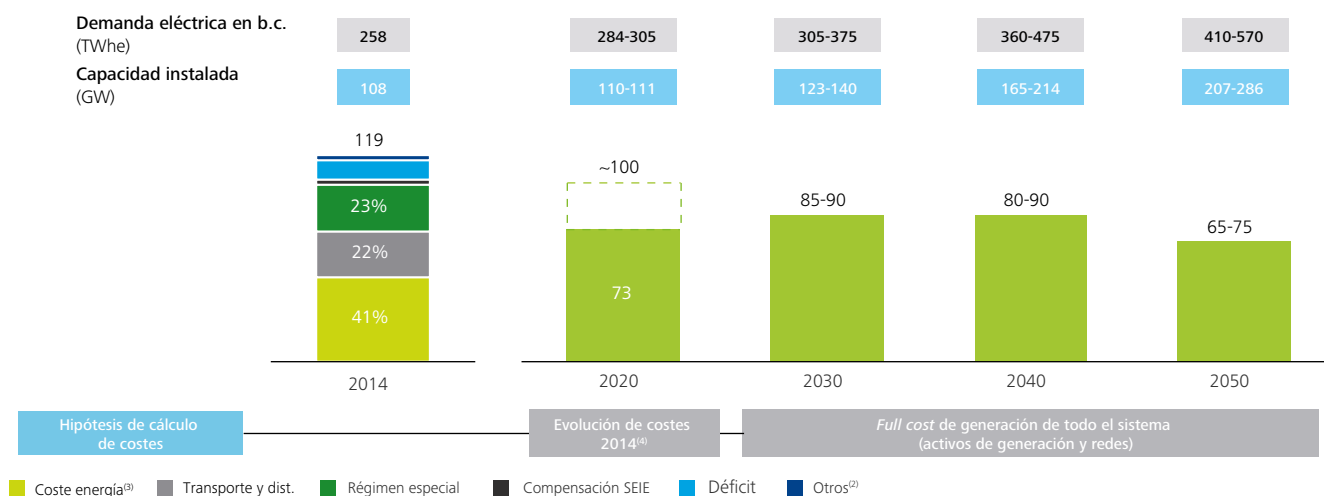


²¹ No incluye inversiones relativas a cambio modal ni a la electrificación en usos energéticos en pesca y agricultura, ni en usos no energéticos. El valor de inversiones calculado se ha estimado como las inversiones adicionales necesarias para sustituir equipos y sistemas que descarbonicen la economía, más las inversiones precisas para instalar los activos de generación renovable y de respaldo. Las inversiones en redes de transporte y distribución energéticas no consideran el reemplazamiento de instalaciones ya existentes
 En el caso de las inversiones en almacenamiento centralizado se ha estimado que el coste convergerá al de la tecnología convencional que proporciona el mismo respaldo (por ejemplo, ciclos combinados)

²² No incluye usos no energéticos del petróleo ni transporte aéreo y marítimo internacional

Cuadro 21: Evolución del coste final del suministro eléctrico

Coste final del suministro eléctrico⁽¹⁾
(€/MWh)



(1) Calculado según estimación de costes y demanda en barras de central. Excluye impuestos, tasas y otros cargos

(2) Incluye: Moratoria Nuclear, Plan General Residuos Radiactivos, interrumpibilidad, imputación de la diferencia de pérdidas, tasa CNMC y corrección de medidas

(3) Incluye: coste energía (estimado como precio medio del mercado diario e intradiario ponderado por la energía multiplicado por la demanda, servicios de ajuste según ESIOS), pagos por capacidad y garantía de suministro

(4) Estimado para 2014 como sumatorio del coste de la energía y costes del sistema eléctrico, divididos entre la demanda total de 2020. El rango mínimo mostrado (73€/MWh) supone la no consideración de partidas de compensación extrapeninsular, déficit de tarifa y coste del régimen especial en el coste del sistema (del año 2014)

Fuente: ESIOS; CNMC; análisis Monitor Deloitte

• **Menor precio de la electricidad para el**

consumidor: el precio medio de la electricidad para el consumidor se reduciría desde los actuales 120 €/MWh hasta los 65-75 €/MWh en 2050 (ver Cuadro 21). La evolución se debe básicamente a que, aunque haya que realizar importantes inversiones en generación libre de emisiones y en redes, que deberán ser soportadas por los consumidores, estos costes se diluirían entre una mayor demanda (de 258 TWh en 2015 a 410-570²³ TWh en 2050) resultando en un descenso del precio medio del kWh. Asimismo, influiría en la bajada del precio de la electricidad antes del 2030, la amortización completa del actual déficit de tarifa y la disminución progresiva de los importes, hoy imputados en los peajes de acceso, de las ayudas a las plantas de generación renovable actualmente en funcionamiento.

El precio medio de la electricidad para el consumidor se reduciría desde los actuales 120 €/MWh hasta los 85-90 €/MWh en 2030 (-30%) y hasta los 65-75 €/MWh en 2050 (-40%)

23 Demanda eléctrica en barras de central

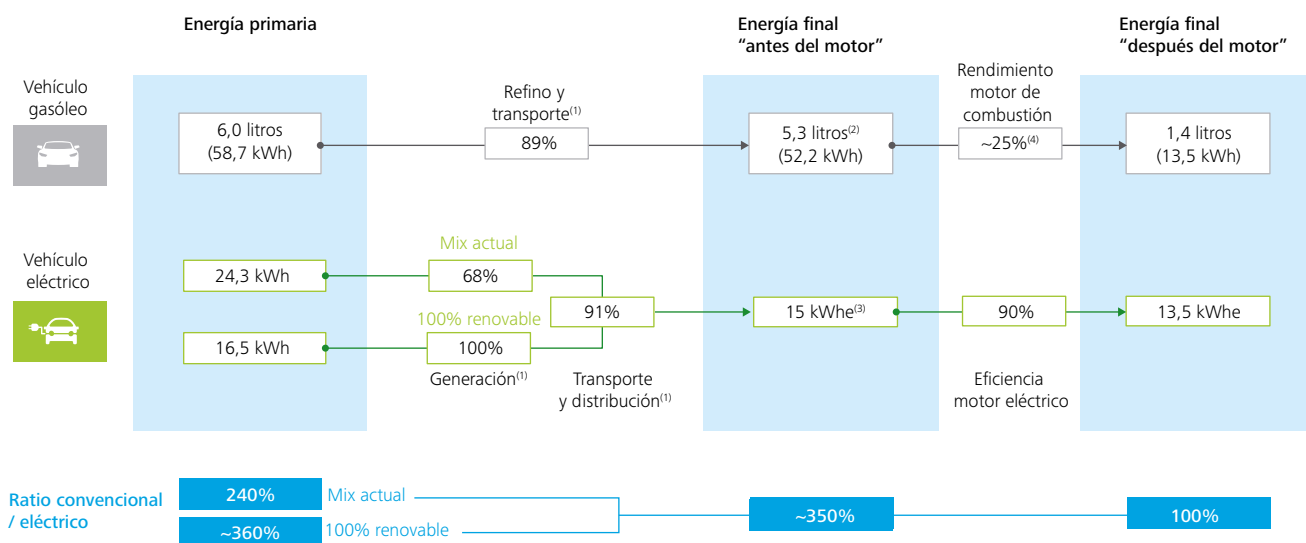
- **Mayor eficiencia energética:** Electrificar la demanda con energías renovables conlleva una enorme ganancia de eficiencia energética y, por tanto, reduce el consumo energético total del país (de hecho, es la medida con mayor impacto en la reducción de emisiones).

A modo de ejemplo, el caso de la sustitución en el transporte ligero del vehículo de motor convencional (que es de los usos energéticos que consume más derivados del petróleo) por el vehículo eléctrico es

paradigmático, ya que se produce una ganancia de eficiencia energética de hasta 3-4 veces (ver Cuadro 22)²⁴.

Esta ganancia de eficiencia energética se puede observar en la disminución estimada en el horizonte 2050 del consumo de energía final, en Mtep, del transporte ligero y el transporte pesado, derivadas de la electrificación de los mismos y el cambio modal de transporte, fundamentalmente.

Cuadro 22: Comparativa de consumo y eficiencia energética entre vehículo eléctrico y vehículo convencional en 2030



(1) Rendimiento en transformación de energía primaria en energía final

(2) Consumo medio vehículos sustituidos por VE. Consumo medio de 7 l/100km en 2011 y mejora de 1,5% anual. Poder calorífico del gasóleo 1.181 l/tep

(3) Consumo medio de vehículos eléctricos incorporados a la flota, media de distintos modelos que actualmente están en el mercado

(4) Pérdidas motor 60-70%, pérdidas parásitas y en reposo 4-6%, pérdidas transmisión 5-6%, potencia final efectiva 20%-30%

Fuente: CNE; fabricantes de automóviles; análisis Monitor Deloitte

24 Ganancia estimada si se compara el gasto energético que se realiza desde la boca del pozo petrolífero, el transporte y el refino del crudo, hasta el repostaje y la transformación en energía cinética en las ruedas del vehículo convencional versus el mismo proceso realizado con la generación de electricidad, la recarga de la batería del coche eléctrico y la transformación en el motor eléctrico de dicha electricidad en energía cinética para el vehículo eléctrico

3. La transición del modelo energético (2016-2030)

El importante volumen de las inversiones a realizar, los largos plazos de recuperación de las mismas y la incertidumbre sobre cuándo ciertas tecnologías estarán suficientemente maduras para su despliegue masivo, requieren una transición inteligente que garantice el cumplimiento eficiente de los objetivos a largo plazo. Prescindir de determinadas tecnologías o combustibles (por ejemplo, carbón, productos petrolíferos o gas) entre hoy y 2030 significaría poner en riesgo la eficiencia económica de la transición o la seguridad de suministro del modelo energético. En este sentido, en la definición del camino a recorrer será fundamental tener en consideración:

- El uso de tecnologías de transición que permitan la progresiva adopción por el mercado de otras más limpias, a medida que la evolución de estas últimas reduzca sus costes a niveles competitivos.
- La priorización de las medidas a implantar a partir de:
 - El volumen de emisiones, priorizando aquellas medidas que actúan sobre las principales fuentes de emisiones GEI.
 - El análisis coste-beneficio de cada tipo de medida, priorizando las más eficientes económicamente en el caso de plantearse varias alternativas.

Para analizar la transición energética hasta el modelo energético en 2050 resulta útil contar con la referencia de 2030, por tratarse de un año intermedio para el que la Unión Europea ha adoptado un conjunto de objetivos sobre emisiones, renovables y eficiencia energética.

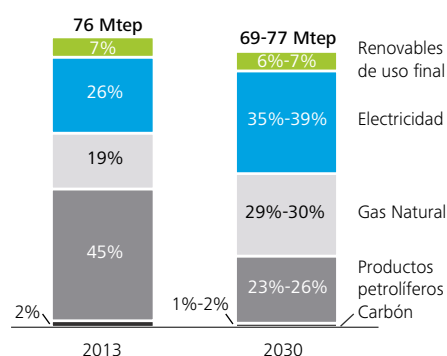
Esta sección del informe presenta un diseño de la transición hasta el año 2030 de forma que nos pongamos en el camino de cumplir los objetivos medioambientales de 2050, de forma eficiente, asegurando el suministro y en la que todas las tecnologías tienen un papel relevante en el modelo energético optimizando costes e inversiones. Un criterio fundamental para la transición es que no basta cumplir los objetivos de 2030, sino que la forma de cumplirlos ha de ponernos en el mejor camino para llegar al modelo necesario en 2050, sin generar inversiones no rentables ni costes innecesarios derivados de políticas que han de ser posteriormente modificadas.

Esta transición deberá avanzar en los tres grandes grupos de actuaciones que ya se describieron en el capítulo anterior:

- Cambiar a vectores energéticos con menores emisiones.
- Instalar generación eléctrica libre de emisiones.
- Fomentar la eficiencia energética.

Existen grandes incertidumbres en la transición hacia un modelo descarbonizado, por lo que se necesitan políticas sólidas y flexibles durante la misma

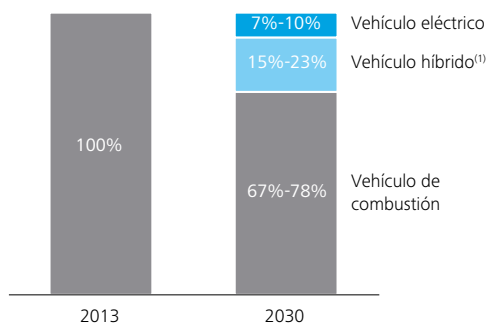
Cuadro 23: Evolución del consumo de energía final⁽¹⁾ por tipo de vector energético en España



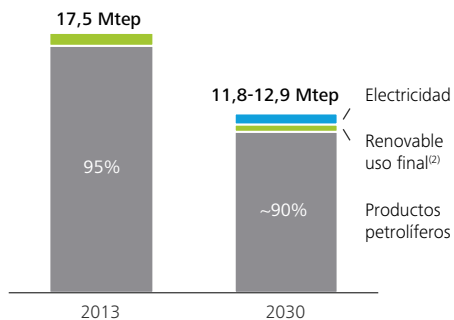
(1) No considera el calor generado por la cogeneración. No incluye el consumo de energía de trayectos internacionales en transporte marítimo y aéreo
 Nota: Se muestran valores medios
 Fuente: IDAE, análisis Monitor Deloitte

Cuadro 24: Evolución de la distribución y del consumo de energía final del parque de turismos hasta 2030

Distribución del parque de turismos en función del tipo de combustibles (%)



Consumo de energía final por tipo de vector energético del parque de turismos (Mtep)



(1) Incluye vehículos híbridos e híbridos enchufables
 (2) Los carburantes convencionales usados por los vehículos de combustión son mezclados con biocombustibles
 Nota: Se muestran valores medios
 Fuente: DGT, análisis Monitor Deloitte

3.1 Cambiar a vectores energéticos con menores emisiones

En 2030 sería necesario alcanzar un nivel de electrificación de entre un 35% y un 39% sobre el consumo total de energía final, lo que equivale a un crecimiento del 0,8% anual respecto al nivel de electrificación actual (26%). De la misma manera, el consumo de gas natural debería representar entre el 29% y el 30% del total del consumo de energía final, frente a un nivel actual de gasificación del 19%. Este aumento del gas vendría fundamentalmente propiciado por la mayor penetración de su consumo en los sectores residencial e industrial, así como por la penetración de vehículos de gas natural licuado para el transporte pesado por carretera y buques propulsados por gas natural (ver Cuadro 23).

3.1.1 Electrificar el transporte ligero

Se emiten alrededor de 53 MtCO₂ equivalentes a la atmósfera como consecuencia del consumo de energía en el transporte ligero. España tiene una flota de alrededor de 27 millones de vehículos ligeros (turismos y transporte ligero de mercancías), cuyos combustibles predominantes son dos productos derivados del petróleo: el gasóleo y la gasolina. Por lo anterior, para descarbonizar el transporte de pasajeros en vehículos ligeros se necesitará un crecimiento muy significativo de las ventas de vehículos eléctricos (desde 2.300 vehículos en 2015 hasta entre el 40% y 60% de las ventas de coches nuevos en 2030) e híbridos (15% de las ventas de coches nuevos en 2030), alcanzando en conjunto una penetración de entre el 22% y el 33% del parque de vehículos (ver Cuadro 24).

En los vehículos no-100% eléctricos (convencionales e híbridos), el consumo medio de los vehículos nuevos se tendría que reducir a ~4,1 l/100km en 2021²⁵ y ~3,3 l/100 km en 2030 (ver Cuadro 25) por unas mayores ventas del vehículo híbrido (alrededor de 225.000 vehículos híbridos al año frente a 12.000 vendidos en 2014) y mejoras de eficiencia del vehículo convencional. El vehículo híbrido podría hacer de puente con el vehículo 100% eléctrico, ya que el primero requiere menor desarrollo de infraestructuras de recarga y reduce las limitaciones de prestaciones de este.

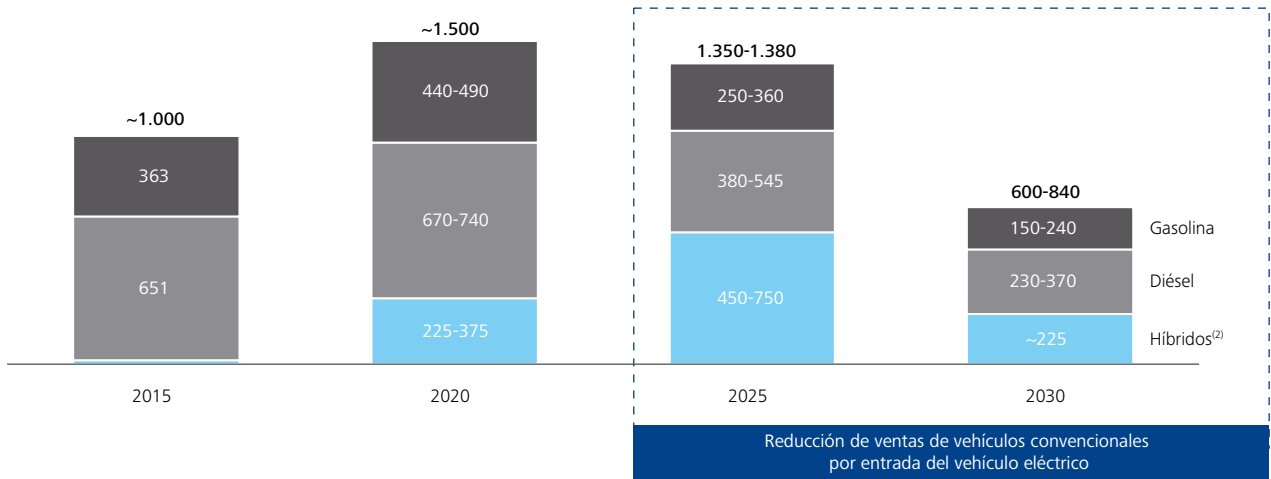
²⁵ La Unión Europea establece un objetivo a 2021 para el conjunto de vehículos nuevos de emisiones medias de 95 gramos de CO₂ por kilómetro de cada fabricante con unas altas superiores a 1.000 unidades, esto implica un consumo normalizado de combustible de 4,1 l/100 km de gasolina o 3,6 l/100 km de diésel

Cuadro 25: Comparativa entre el consumo unitario medio y las altas de vehículos no 100% eléctricos

Estimación del consumo unitario medio de los nuevos vehículos convencionales e híbridos⁽¹⁾
(litros de combustible derivado del petróleo/100 km)



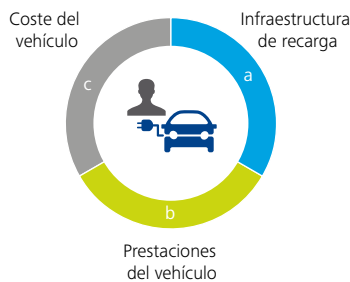
Altas anuales de vehículos convencionales e híbridos⁽¹⁾
(miles de vehículos)



(1) Consumo unitario ponderado en función de la distribución de las altas de vehículos convencionales e híbridos
(2) Incluye vehículos híbridos e híbridos enchufables
Nota: Se muestran valores medios
Fuente: DGT, Anfac, Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte



Cuadro 26: Principales barreras para una penetración masiva del vehículo eléctrico



a	Postes privados	<ul style="list-style-type: none"> • Barreras localizadas en bloques de viviendas, por ejemplo: <ul style="list-style-type: none"> – Espacio físico para instalación de puntos de recarga – Instalación eléctrica original no adaptada (costes elevados de adaptación) a la instalación del poste de recarga • La estructura de la tarifa eléctrica puede ser una barrera para postes privados, exceptuando los casos de conexión a la misma instalación del domicilio
	Postes públicos	<ul style="list-style-type: none"> • Baja disponibilidad de puntos de recarga públicos para aquellos consumidores que no disponen de plaza de garaje o para recarga a lo largo del día <ul style="list-style-type: none"> – Baja rentabilidad, ausencia de modelos de negocio viables por escasez de demanda y elevados costes de O&M – Sin incentivos para el desarrollo de infraestructura de recarga
b	Velocidad de recarga	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de repostaje de vehículo eléctrico (carga ultrarrápida 30 min-1h, carga normal 6-8h) muy superior al tiempo de recarga de vehículo convencional (5-10 min)
	Batería de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Autonomía del vehículo eléctrico (~200-300 km) muy inferior a la de vehículo convencional (~ 500-700 km) • Deterioro de prestaciones como consecuencia de repetición de ciclos de carga
c	Coste completo del vehículo	<ul style="list-style-type: none"> • Precio de venta superior al de un vehículo convencional con mismas prestaciones • El coste completo sigue siendo superior en el vehículo eléctrico, a pesar de sus inferiores costes de O&M • La estructura de la tarifa eléctrica actual incorpora elementos ajenos al suministro eléctrico y no representa una señal de precio eficiente

Fuente: análisis Monitor Deloitte

El coche eléctrico no es una opción si se depende de encontrar un punto de recarga libre en la calle, pues ya es suficientemente difícil aparcar en la vía pública en determinados núcleos urbanos

Esta expansión de la movilidad eléctrica en turismo contrasta con el escaso nivel de penetración actual del vehículo eléctrico en nuestro país. Este escaso desarrollo está motivado por una serie de barreras (ver Cuadro 26) que vienen siendo objeto de debate y acción política en los últimos años.

a. Infraestructura de recarga

Hasta el año pasado (año de comienzo del programa MOVEA que incluye un incentivo a la instalación de puntos de recarga privados con 1.000 €), las actuaciones dirigidas a promover el desarrollo de puntos de recarga (como, por ejemplo, el programa MOVELE) se han centrado en los puntos de recarga públicos situados en calles o carreteras. Sin embargo con la tecnología de recarga actual, los puntos de recarga públicos sólo pueden tener una utilización ocasional: el propietario de vehículo eléctrico necesita fundamentalmente tener un punto de recarga propio. El coche eléctrico no es una opción si se depende de encontrar un punto de recarga libre en la calle, pues ya es suficientemente difícil aparcar en la vía pública en determinados núcleos urbanos.

Así pues, actualmente la propiedad de vehículos eléctricos está prácticamente restringida a ciudadanos que disponen de una plaza de garaje propia. E incluso en ese caso, debido a la estructura de tarifas y condiciones de contratación actuales, la plaza habría de situarse en el mismo edificio que la vivienda, para que el punto de recarga pueda conectarse a la instalación eléctrica de aquélla y se evite la necesidad de un contrato de suministro separado.

b. Prestaciones del vehículo

Las principales ventajas del diésel y la gasolina respecto a la electricidad son la facilidad de repostaje y la autonomía, causa de las dos barreras que dificultan el desarrollo del vehículo eléctrico en cuanto a prestaciones se refiere:

- Velocidad de recarga. Hoy en día una batería de almacenamiento eléctrico requiere entre 6 y 8 horas para cargarse completamente, tiempo que

podría llegar a reducirse hasta 30 minutos - 1 hora mediante los modos de carga ultrarrápida; en contraposición a los escasos 5 minutos que necesita un vehículo convencional para ser llenado de combustible.

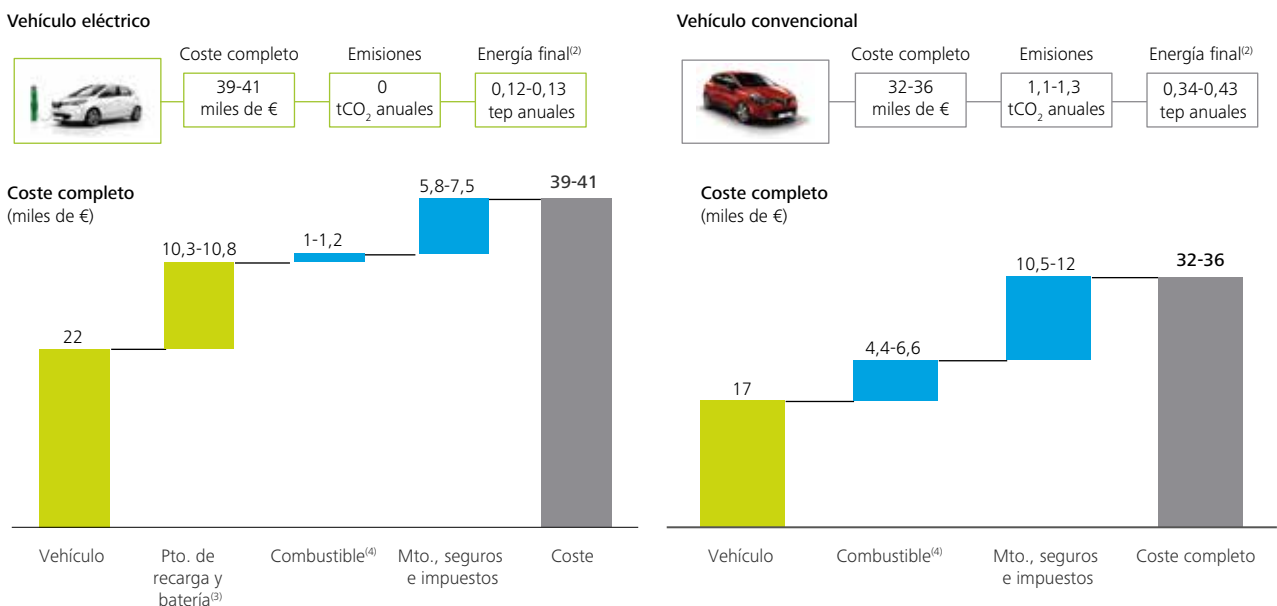
- Autonomía. Las baterías de almacenamiento utilizadas en los vehículos eléctricos (por ejemplo baterías deión-Litio) se encuentran actualmente en un estado limitado de madurez. Con el desarrollo tecnológico actual, el elevado peso y el espacio que ocupan dentro del vehículo impactan negativamente en la autonomía que puede tener el vehículo eléctrico, entre 200 y 300 km; muy inferior a los más de 500-700 km de autonomía que tiene un vehículo convencional. Por otro lado, la vida útil de las baterías todavía se deteriora excesivamente tras numerosos ciclos de carga y descarga.

c. Precio del vehículo

El ciclo de vida del vehículo eléctrico actualmente es alrededor de un 20% más caro que el vehículo convencional (ver Cuadro 27):

- El coche eléctrico tiene un coste un 30% superior al coche convencional, por el precio de la batería y la falta de economías de escala en su fabricación por sus limitadas ventas.
- El principal ahorro respecto al convencional es el relacionado con el gasto en combustible: para un vehículo de gasóleo, recorrer 10.000 km anuales supone un coste de 600 € en combustible, mientras que para un vehículo eléctrico únicamente supondría alrededor de 100 € con la tarifa eléctrica actual o, lo que es lo mismo, un ahorro de más del 80% de gasto anual en combustible.

Cuadro 27: Comparativa de costes, consumo de energía y emisiones entre un vehículo eléctrico y un vehículo convencional comparables⁽¹⁾



(1) Modelos con prestaciones similares. Vehículo eléctrico: Renault Zoe (88 CV). Vehículo convencional: Renault Clio (90 CV). Vida útil: 10 años. km anuales: 10.000 km

(2) Consumo unitario: vehículo eléctrico 14-16 kWh/100 km; vehículo convencional 4-6 l/100 km

(3) Coste punto de recarga: 1.500 €, considera la conexión a punto de suministro existente; no incluye gastos de contratación ni alta de nuevo punto de suministro. Modalidad de compra de vehículo eléctrico con servicio de leasing de batería: la batería del vehículo eléctrico pertenece al fabricante de automóviles, el consumidor final realiza un pago mensual al fabricante por su uso. Coste unitario de alquiler de batería: 80 €/mes

(4) Precio electricidad: 75% del consumo en horas "valle" (6 c€/kWh) y 25% del consumo en horas "punta" (12 c€/kWh). Precio combustible diésel: 1,1 €/l

(5) No considera Plan MOVEA (5.500 € + 1.000 € de punto de recarga privado) y otros beneficios a lo largo de la vida útil del vehículo eléctrico

Fuente: fabricantes de vehículos; Ministerio de Fomento; análisis Monitor Deloitte

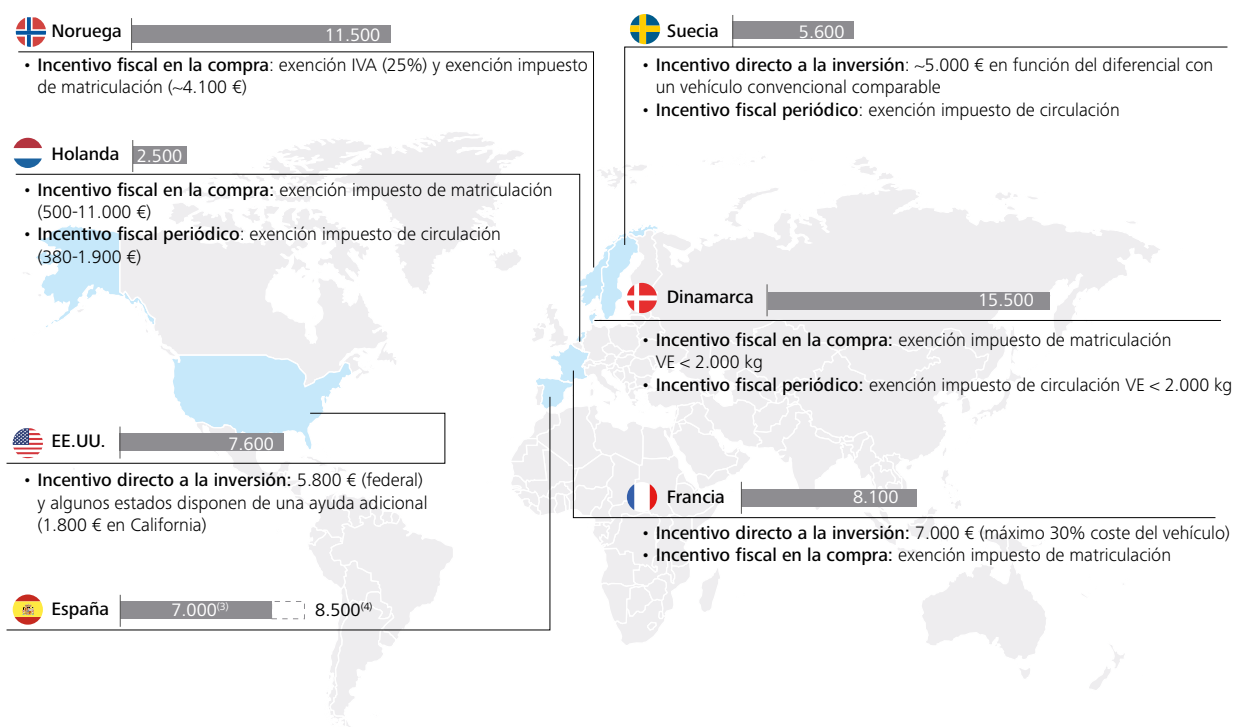
– El motor eléctrico tiene un diseño más simple que un vehículo convencional, ya que dispone de un menor número de piezas con desgaste mecánico, lo que reduce en un 75% de los gastos de mantenimiento respecto a los convencionales.

España tiene un sistema de incentivos con una estructura similar: incentivos directos en la compra y exenciones de impuestos (matriculación y circulación) (ver Cuadro 28). El consumidor que quiere comprarse un coche eléctrico en España tiene unos incentivos de: 5.500 € (como ayuda directa a la compra), 750 € (por

deshacerse del vehículo antiguo), 1.500 (exención en el impuesto de matriculación para un vehículo equivalente) y 400-500€ (exención del impuesto de circulación a lo largo de vida del vehículo asumiendo 10 años de vida útil). Los incentivos en España no son tan altos como los que se dan en Dinamarca y Noruega, pero tampoco son los más bajos.

Las principales barreras a la implantación de vehículos eléctricos son la falta de infraestructura de recarga privada, las prestaciones y los precios. El vehículo híbrido podría hacer de tecnología de transición hacia

Cuadro 28: Resumen de incentivos al vehículo eléctrico en los seis países con mayor penetración⁽¹⁾ de vehículo eléctrico y en España



■ Ahorro en la compra de un vehículo eléctrico⁽²⁾ (€)

(1) Calculado como porcentaje sobre las ventas de vehículos totales en 2014

(2) Se ha utilizado a modo de ejemplo ilustrativo el ahorro en la compra de un Renault Zoe

(3) Incluye incentivo directo a la inversión y exención impuesto matriculación

(4) Incluye ahorro por la instalación de un punto de recarga privado y exención del 75% del impuesto de circulación anual

Fuente: Ministerio de Fomento; Internal Council of Clean Transportation; IEA; análisis Monitor Deloitte

el vehículo 100% eléctrico, ya que reduce la limitación de las infraestructuras y reduce la diferencia entre las prestaciones del vehículo eléctrico y el vehículo convencional. En concreto:

- El tiempo de recarga no necesariamente es una barrera, ya que el propietario del vehículo híbrido puede decidir hacer uso de su vehículo como si de un vehículo convencional se tratase en aquellos casos en los que el tiempo de recarga sea un problema, llevándose la carga eléctrica a cabo durante los periodos nocturnos en los que el vehículo se encuentre estacionado, asumiendo que se facilita la instalación de infraestructura de recarga en viviendas.
- La autonomía deja de ser una barrera ya que dispone de dos vectores energéticos almacenados en el vehículo: depósito de gasolina y batería eléctrica, lo que incrementa la autonomía del vehículo frente al 100% eléctrico.

3.1.2 Descarbonizar el transporte pesado por carretera: cambio modal a ferrocarril y gas natural vehicular

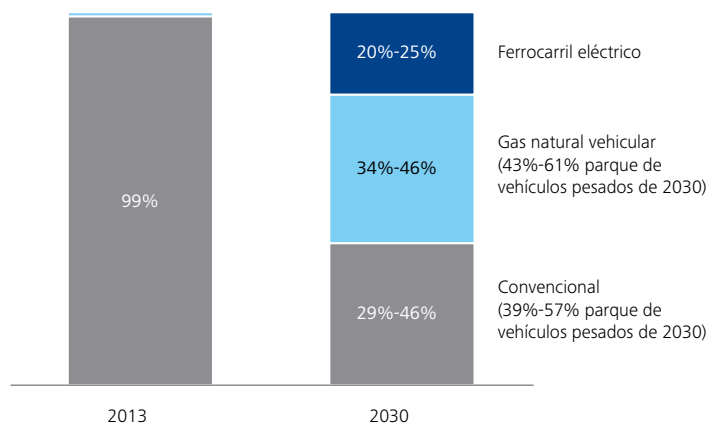
En España el transporte pesado por carretera emite alrededor de 22 MtCO₂ equivalentes. A día de hoy, las dos actuaciones con mayor eficacia para reducir las emisiones en el transporte pesado por carretera son el cambio modal a ferrocarril (actualmente el 5% del transporte de mercancías se realiza por esta vía) y los vehículos de gas natural vehicular.

El cambio modal en el transporte de mercancías implica el desplazamiento de parte de la demanda de transporte por carretera al ferrocarril. Este cambio estaría restringido a determinados trayectos, ya que un porcentaje de la demanda de transporte de mercancías no puede realizar el cambio de modo eficiente por cuestiones logísticas, como distancias cortas con volúmenes pequeños de mercancías. Para esos casos, el gas natural es la alternativa que está en una mejor posición para desplazar a los productos petrolíferos y contribuir a la descarbonización del transporte pesado por carretera.

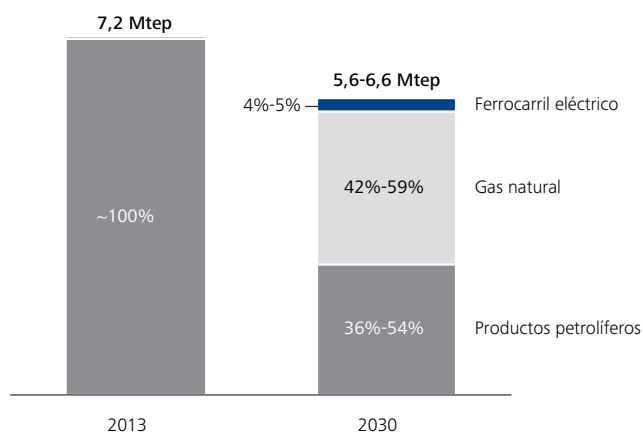
En 2030, entre el 20% y el 25% de los vehículos pesados deberían haber trasladado su carga al ferrocarril eléctrico; y alrededor del 50% del total de vehículos pesados deberían estar propulsados por gas natural (ver Cuadro 29). En este escenario, más de un tercio del parque de vehículos pesados actual, equivalente al de 2030, continuaría funcionando con productos petrolíferos.

Cuadro 29: Evolución del parque de vehículos de transporte pesado

Distribución del transporte pesado que actualmente se transporta por carretera por tipo de vehículo⁽¹⁾ (%)

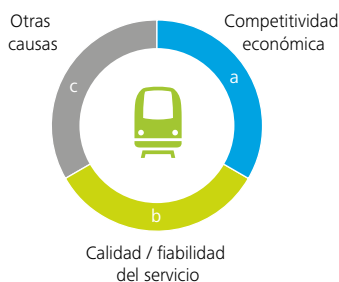


Consumo de energía final del transporte pesado que actualmente se transporta por carretera por tipo de vehículo (Mtep)



(1) Expresado en km-tonelada transportada
 Nota: Se muestran valores medios
 Fuente: DGT, Eurostat, análisis Monitor Deloitte

Cuadro 30: Caracterización de las principales causas del descenso del uso del ferrocarril para el transporte pesado



a	Falta de competitividad económica	Actualmente, el coste unitario de la tonelada transportada por ferrocarril es superior a la transportada por camión por: <ul style="list-style-type: none"> • Costes ineficientes (por ejemplo, maniobras, cambio de ancho, etc.) • Falta de inversiones específicas en transporte de mercancías ferroviario (ancho UIC, terminales logísticas y adaptación de puertos) • Infrautilización de la infraestructura ferroviaria disponible que de no ser transferido al usuario ocasiona déficits en la empresa ferroviaria
b	Falta de fiabilidad / calidad del servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Elevado tiempo de trasvase de mercancías • Numerosos trámites administrativos y controles aduaneros con respecto a otros modos de transporte de mercancías • Conflictos de utilización de infraestructuras en accesos a grandes ciudades • Falta de coordinación entre Administraciones Públicas españolas en la planificación y desarrollo de infraestructuras logísticas de transporte de mercancías
c	Otras causas	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de adecuación del transporte ferroviario a nuevas tendencias logísticas y reducida utilización de nuevas tecnologías de información • Falta de colaboración entre operadores y Administraciones Públicas españolas perjudicando la intermodalidad • Proceso lento de liberalización del mercado ferroviario y escasez de proyectos empresariales • Dificultad de interconexión con Francia (ancho de vía, orografía, etc.)

El cambio modal se ha enfrentado tradicionalmente en España con elevadas barreras. Nuestro país se sitúa en los últimos lugares de Europa en transporte de mercancías por ferrocarril

A pesar de los beneficios que el cambio modal representaría para la mejora de costes del transporte y la sostenibilidad medioambiental, esta actuación se ha enfrentado tradicionalmente en España con elevadas barreras. La demanda de transporte de mercancías cubierta con ferrocarril ha descendido en la última década desde un 10% hasta tan solo un 5% en la actualidad, lo que supone un 55% de descenso respecto al máximo de los últimos 20 años²⁶. Este descenso está ocasionado, entre otras razones, por la actual falta de competitividad económica del ferrocarril respecto al camión y la falta de calidad y fiabilidad del servicio (ver Cuadro 30). Buena parte de la solución a estos problemas consistiría en desarrollar infraestructuras adecuadas.

España cuenta actualmente con una red ferroviaria de más de 13.000 km, de las cuales más de 10.000 km están adaptados al transporte de mercancías²⁷. En comparación con los principales países europeos, nuestro país cuenta con una densidad de red ferroviaria mucho menor. Como consecuencia, España se sitúa en los últimos lugares de Europa en transporte de mercancías por ferrocarril (ver Cuadro 31).

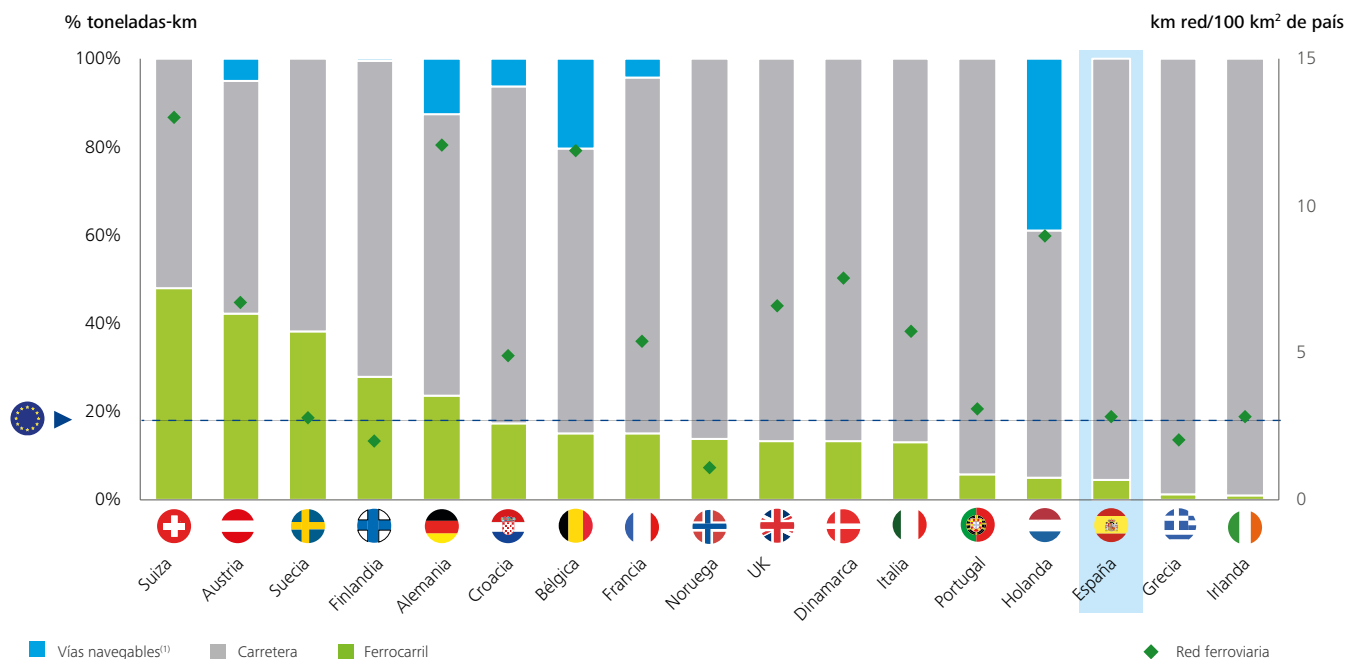
Los motores propulsados por gas natural son una tecnología suficientemente madura que debe jugar un papel relevante en la reducción de las emisiones en el transporte de mercancías por carretera, en los casos en los que no existe una tecnología eléctrica rentable o no se reúnen las condiciones necesarias para el cambio modal. Los motores de gas natural pueden estar preparados para el consumo del combustible en dos estados diferentes: gas natural comprimido y gas natural licuado. En los camiones, debido a las autonomías necesarias, la alternativa óptima es el gas natural licuado.

A priori, la principal barrera para el despliegue de vehículos pesados de gas natural licuado puede ser la limitada disponibilidad de estaciones de repostaje de gas natural en la geografía española (ver Cuadro 32). Sin embargo, dado que en el caso de los camiones suele tratarse de flotas de empresas o tienen asignadas estaciones de repostaje concretas, únicamente se necesitaría la adaptación de aquellas estaciones de repostaje con previsiones de elevada demanda.

²⁶ Fuente: Eurostat; análisis Monitor Deloitte

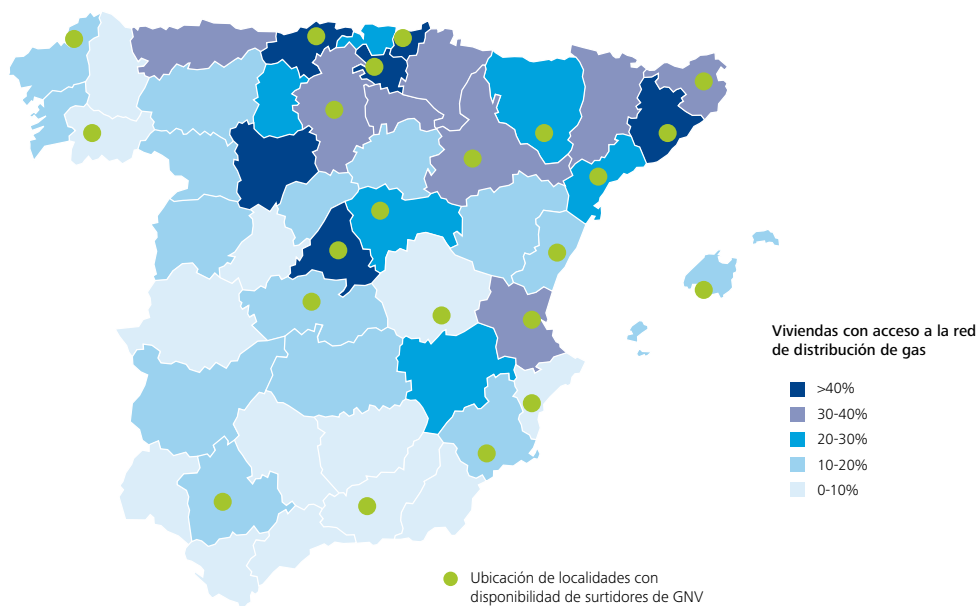
²⁷ Fuente: Eurostat

Cuadro 31: Comparativa internacional de la modalidad de transporte de mercancías y densidad de red ferroviaria en 2013



(1) Vías continentales de transporte realizado por buques de más de 50 tm, incluyendo vías marítimas, canales, ríos, lagos y vías de similar naturaleza
Fuente: Eurostat; World Bank; CNMC; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 32: Localidades con estaciones de repostaje de gas natural vehicular y penetración de la red de distribución de gas natural en 2013



Fuente: CNMC; GASNAM; análisis Monitor Deloitte

3.1.3 Descarbonizar el transporte por ferrocarril y el transporte marítimo

Se emiten alrededor de 6 MtCO₂ equivalentes a la atmósfera como consecuencia del transporte por ferrocarril, el transporte marítimo (incluye solo el transporte entre puertos españoles, que es el único que se incluye en las cifras de emisiones de España) y el transporte aéreo nacional.

El transporte por ferrocarril en España, tanto de mercancías como de pasajeros, se lleva a cabo por medio de equipos tractores eléctricos o diésel. En la actualidad, el 37%²⁸ de las redes ferroviarias todavía no están electrificadas – el 40% de la energía final que se consume en el sector ferroviario no es eléctrica. Una buena parte de esas líneas no están electrificadas por no ser económicas, debido al bajo tráfico. Además de las emisiones, esto está provocando, por ejemplo, la necesidad de que los nuevos operadores adquieran locomotoras diésel que puedan moverse por las líneas no electrificadas. Estos operadores mantienen locomotoras diésel, porque para el operador de la infraestructura (ADIF) hay ciertas vías que no son rentables y como consecuencia no las electrifica, ya que no percibe ningún beneficio/señal económica por la reducción de consumos o emisiones. Pero estas locomotoras diésel acaban por ser utilizadas también en el resto de la red: como resultado, hoy en día más de la mitad²⁹ de las mercancías transportadas en locomotoras diésel circulan por una línea electrificada.

El transporte marítimo, por su parte, se enfrenta a importantes barreras logísticas para su completa descarbonización. De la misma manera que ocurre con el transporte por carretera, el gas natural es un combustible con gran potencial para descarbonizar el transporte marítimo. La gran mayoría de las embarcaciones funcionan actualmente con productos derivados del petróleo, en concreto, HFO (*Heavy Fuel Oil*) y MDO (*Marine Diesel Oil*). El uso de gas natural debería incrementarse hasta alcanzar una penetración

de entre un 12% y un 27% en 2030 (en 2013 su consumo en este sector fue prácticamente nulo). Para reducir estas emisiones, se podría:

- Fomentar la instalación de motores de gas natural licuado en los barcos. El gas natural es una alternativa técnicamente y económicamente viable para sustituir el consumo de destilados del petróleo y, a no ser que se produzca un importante avance tecnológico en las tecnologías de almacenamiento eléctrico o de hidrógeno, sería la opción con un menor impacto en el medio ambiente.
- Promover la instalación de *Scrubbers*³⁰ para limpiar los gases de emisión del interior de los buques.

Asimismo, desde la Unión Europea se han comenzado a implantar medidas para reducir las emisiones, no solo de las embarcaciones durante el tránsito, sino durante el periodo en el que se encuentran amarradas al puerto. En este sentido, se ha avanzado en la gestión medioambiental de los puertos mediante el concepto de Puerto Verde. Un Puerto Verde es aquel que tiene en cuenta la sostenibilidad medioambiental. Entre las principales infraestructuras necesarias para conseguir la categoría de Puerto Verde destacan:

- Sistemas OPS (*On-Shore Power Supply* por sus siglas en inglés), lo que hace referencia a las infraestructuras de suministro eléctrico para embarcaciones que se encuentren amarradas en los puertos. El suministro eléctrico evitaría el uso de los motores del barco para consumo auxiliares mientras el barco se encuentra atracado en el puerto, lo que es fuente de ruidos y emisiones de CO₂, SO_x, NO_x y partículas que afectan a la calidad del aire en las proximidades de los puertos.
- Motores de propulsión eléctrica en buques de remolque y otras embarcaciones dedicadas a realizar maniobras portuarias.

²⁸ Año 2012. Fuente Eurostat

²⁹ Fundación de Ferrocarriles Español

³⁰ Un *scrubber* es un dispositivo que depura la contaminación del aire eliminando partículas o gases, mediante un líquido que elimina el contaminante no deseado en los conductos de escape.

Los puertos del norte de Europa han estado a la vanguardia en la implantación de estas medidas. En España, los puertos de Valencia, Vigo y Castellón cuentan con la categorización de Puerto Verde además de otras acreditaciones medioambientales. Dentro de los 10 puertos con mayor tráfico de mercancías en España, sólo 2 de ellos tienen la acreditación de Puerto Verde.

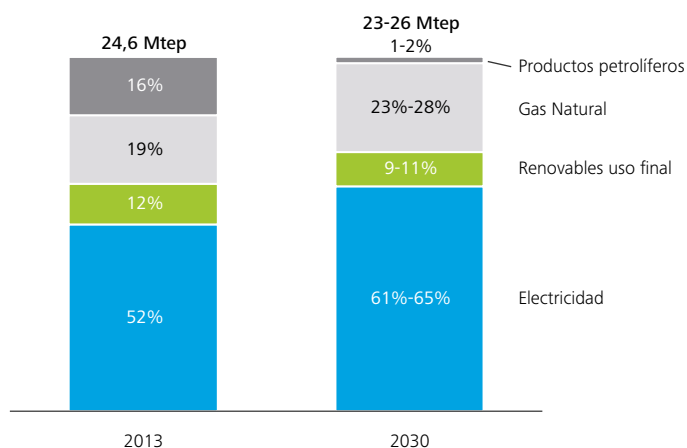
3.1.4 Electrificación y gasificación de los sectores residencial y de servicios

En la edificación residencial y de servicios se emiten alrededor de 30 MtCO₂ equivalentes a la atmosfera, principalmente como consecuencia del consumo de energía para usos térmicos.

El consumo eléctrico en el sector residencial y el sector servicios necesitaría aumentar hasta situarse entre el 61 y el 65% del consumo energético total en dichos sectores, y el consumo de gas tendría que aumentar hasta el 23-28% (ver Cuadro 33).

Cuadro 33: Evolución del consumo de energía final en residencial y servicios por tipo de vector energético entre 2013 y 2030

Evolución del consumo de energía final en el sector residencial y servicios (Mtep)



Nota: Se muestran valores medios. No se incluye la generación de calor por medio de la cogeneración.
Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

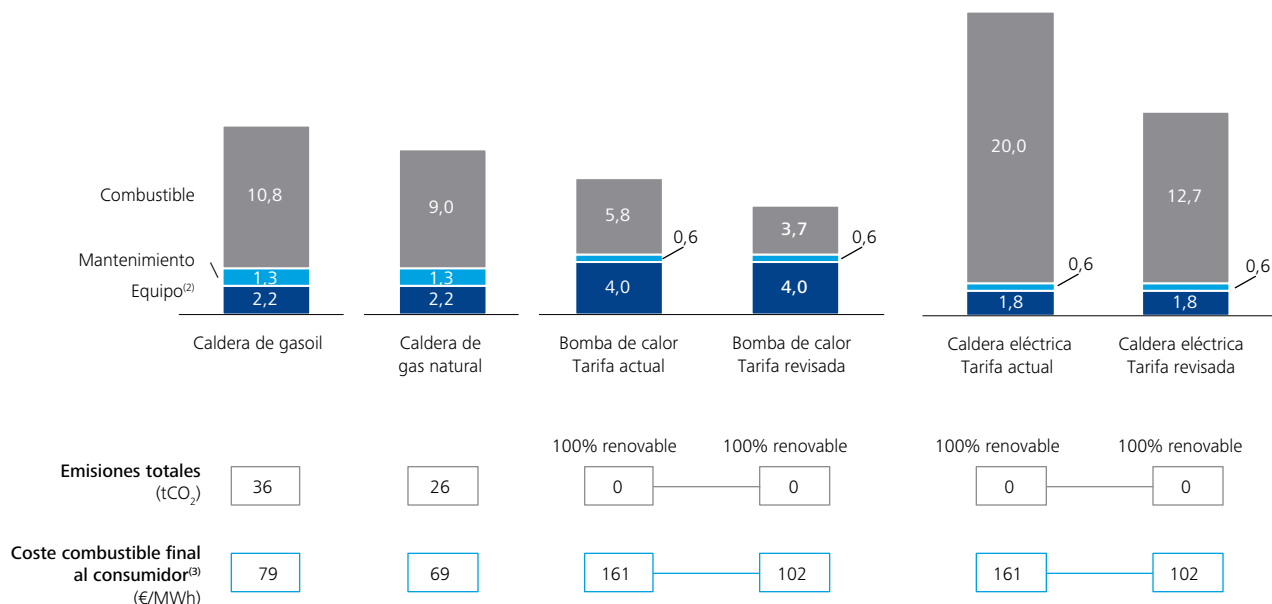


Para alcanzar esta penetración desde los valores actuales, el consumidor residencial necesitará invertir en nuevos equipos para usos térmicos (calefacción, agua caliente sanitaria). La adopción de una energía u otra vendrá derivada de la competitividad en costes de las distintas soluciones tecnológicas disponibles y de la reglamentación aplicable, incluida la que incentive unas menores emisiones en estos consumos. Hasta el momento, las principales barreras para el cambio a vectores energéticos menos emisores (ver Cuadro 34) han sido:

- El precio de la electricidad, derivado de la actual estructura tarifaria, que contiene costes de política energética que encarecen su precio respecto a otras alternativas energéticas (para los clientes domésticos, esto supone que aproximadamente el 50% del precio final de la electricidad corresponda a impuestos, tasas y costes de políticas energéticas que se financian con cargo a la tarifa).
- La elevada inversión inicial de los equipos eléctricos; esta dificultad debería ser mitigada por la evolución de los costes y el desarrollo de modelos de financiación a ofrecer por las empresas comercializadoras de equipos.

Cuadro 34: Comparativa de las principales alternativas para instalaciones térmicas en edificación

Coste completo para el consumidor final de diferentes opciones para suministrar ACS y calefacción en un hogar medio⁽¹⁾
(miles de €₂₀₁₃)



(1) Consumo térmico anual de 8.200 kWh. Eficiencias: caldera de gas natural (94%), caldera de gasóleo (90%), bomba de calor (340%), caldera eléctrica (99%). Factores de emisión: gas natural (0,2 kgCO₂/kWh), gasóleo (0,26 kgCO₂/kWh) y electricidad (0 kgCO₂/kWh). Vida útil: 15 años.
(2) Incluye instalación.
(3) Representa los costes variables, incluyendo peajes variables. No incluye términos fijo del peaje.
Fuente: IDAE, CNMC, Datos de mercado, análisis Monitor Deloitte

Un análisis detallado de actuaciones requeriría considerar las diferencias entre las diferentes tipologías de edificios y subsectores de actividad (por ejemplo, residencial frente a servicios). Para ello, sería necesario considerar aquellos factores diferenciales y que son relevantes para el desarrollo de actuaciones específicas, correspondiendo fundamentalmente a:

- Tipo de propietario/administración (empresas privadas, particulares y administraciones u organismos públicos). Los administradores de edificios normalmente disponen de una gestión energética profesionalizada que, entre otras cosas, está vinculada a la reducción del consumo energético de los mismos. En cambio, los particulares no tienen una sensibilidad tan grande a reducir los consumos energéticos y/o desconocen cómo hacerlo.
- Ciclos de rehabilitación. Ciertos edificios del sector servicios, como oficinas, hoteles y centros comerciales tienen unos ciclos de rehabilitación de equipos e incluso de elementos constructivos –por ejemplo, fachadas– más cortos que en el sector residencial. Esto permitiría aprovechar las rehabilitaciones más frecuentes para acometer mejoras en el equipamiento energético.

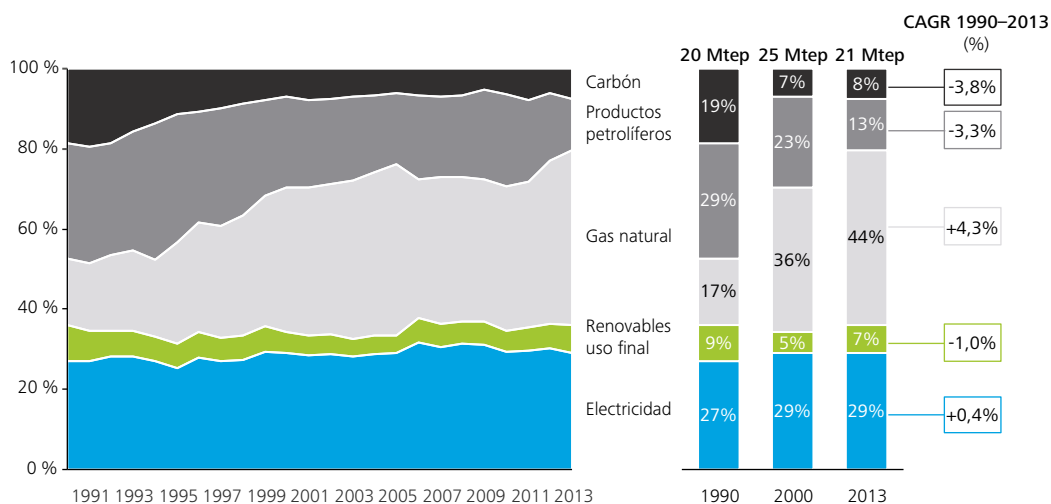
- Control de costes. El sector servicios realiza un seguimiento periódico de los costes y busca de manera activa formas de reducir los costes de operación. En general, el consumidor particular es menos sensible al coste mensual de la energía (y más sensible a grandes inversiones).

En este contexto, el consumidor residencial necesita de incentivos tanto positivos (por ejemplo, ayudas a la inversión) como negativos (por ejemplo, restricciones en el uso de los combustibles más contaminantes). El consumidor del sector servicios debería evolucionar de una manera más natural a combustibles más eficientes y de menores emisiones si existen las señales adecuadas de coste de las emisiones.

3.1.5 Electrificación y gasificación del sector industrial

El 65% del consumo del sector industrial proviene de los combustibles fósiles, fundamentalmente el gas natural. El peso relativo de los mismos en el consumo energético industrial se ha mantenido constante en los últimos años, si bien desde el año 2000 el sector industrial español ha realizado importantes esfuerzos para sustituir consumos de productos petrolíferos y carbón por gas natural (ver Cuadro 35).

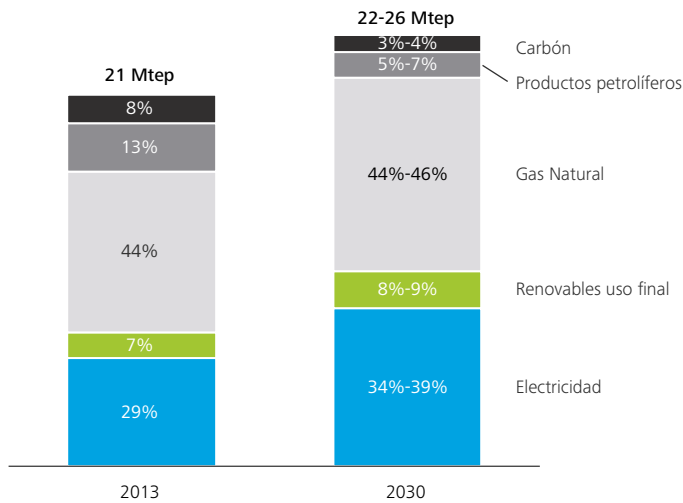
Cuadro 35: Distribución del consumo industrial en España por tipo vector energético entre 1990 y 2013



Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 36: Evolución del consumo de energía final en el sector industrial entre 2013 y 2030

Evolución del consumo de energía final en el sector industrial (Mtep)



Nota: Se muestran valores medios. No se incluye la generación de calor por medio de la cogeneración.
Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

Este esfuerzo ha permitido la reducción de emisiones del sector industrial de 59 MtCO₂ a 42 MtCO₂ equivalentes, en el periodo desde 2000 a 2013. Cada subsector industrial tiene unos consumos específicos diferentes y, con el actual desarrollo tecnológico, determinados usos energéticos y procesos no son viables sin el consumo de combustibles fósiles. Adicionalmente, dentro de cada subsector, cada instalación y proceso puede presentar particularidades propias que es necesario considerar a la hora de realizar un análisis técnico del potencial de cambio de vector.

La economía española, como el resto de economías de países desarrollados, está en proceso de mayor terciarización (incremento del peso del sector servicios), automatización (se estima que el 45% de las actividades realizadas hoy por la fuerza laboral podrían ser automatizadas; este porcentaje se espera que sea un mayor en las actividades de producción) y digitalización (mayor conectividad entre los sistemas, desarrollo de productos y servicios basados en plataformas móviles o

100% web). Todo este proceso debería redundar en una mayor penetración de robots y maquinaria/sistemas que funcionan fundamentalmente con electricidad.

Para continuar el proceso de descarbonización del sector industrial es necesario que el gas se mantenga como el combustible más importante por su papel en ciertos procesos térmicos donde no es posible otro vector energético con menores emisiones. Así como que la electricidad incremente su peso relativo, por ejemplo en el sector de la fabricación de acero con introducción de hornos de arco eléctricos. La electricidad tendría que incrementar su participación en el consumo energético desde un 29% hasta un 34-39% entre 2013 y 2030 (ver Cuadro 36).

Para que la industria realice las inversiones necesarias para reducir sus emisiones se deben establecer los incentivos necesarios y asegurar que no hay riesgo de deslocalización:

- Las decisiones de inversión suelen estar sujetas a una evaluación racional y la experiencia práctica muestra que es frecuente que los consumidores industriales sean más exigentes en el periodo de recuperación de inversiones en eficiencia energética que cuando se trata de inversiones en sus propios procesos productivos. En estos casos, serían necesarios mecanismos que faciliten la financiación de las inversiones.
- Durante la transición del modelo energético en la industria, ha de prestarse especial atención a los riesgos de deslocalización por cada subsector industrial para identificar y mitigar potenciales externalidades negativas de las políticas medioambientales. Las medidas de aplicación local, como por ejemplo la creación de un impuesto a las emisiones GEI, podrían resultar en desincentivos para la permanencia de la industria en la economía española, sin una eliminación real de las emisiones. En este caso, se podrían provocar deslocalizaciones industriales, trasladando dichas emisiones a otro país con una regulación medioambiental menos restrictiva.

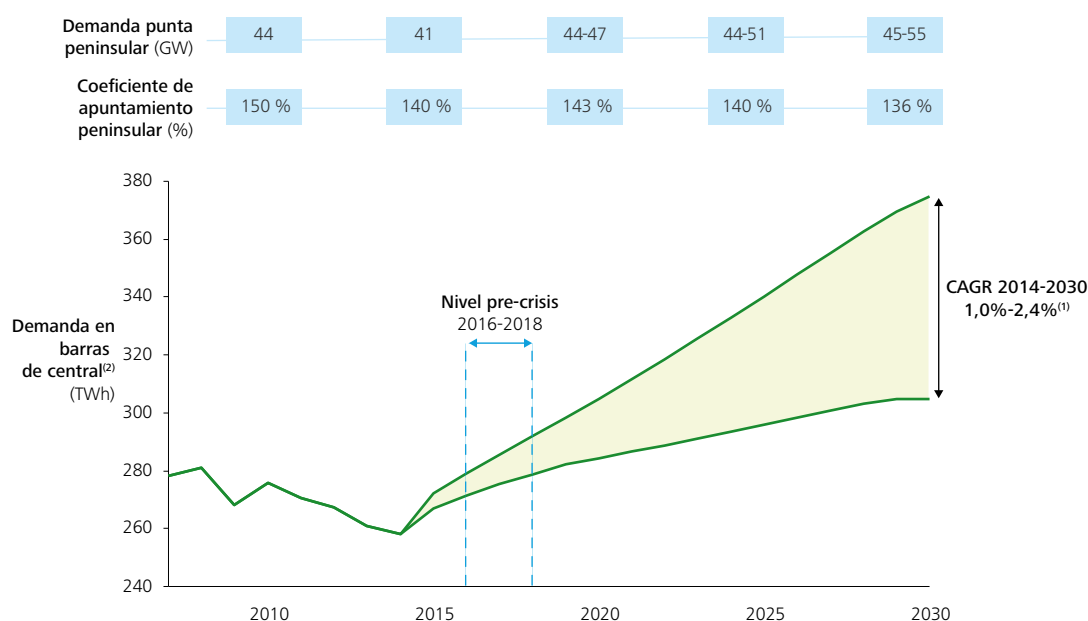
Esto ha de ser un aspecto fundamental en la toma de decisiones de política energética en relación a este sector económico.

3.2 Instalar generación eléctrica libre de emisiones

La electrificación de la demanda necesaria para la descarbonización ha de ir necesariamente acompañada por el desarrollo de un parque de generación libre de emisiones. Con las anteriores estimaciones de cambio de vector energético, la demanda eléctrica crecería a una media de entre un 1% y un 2,4% anual hasta 2030, situándose entre 305 y 375 TWh³¹ (ver Cuadro 37).

El aumento de demanda se producirá en paralelo con un cierto aplanamiento de la curva de demanda, como refleja la reducción del coeficiente de apuntamiento³² (ver Cuadro 37), que pasa de un 50% (2010) a un 36% (2030). Esta reducción del apuntamiento será causada por una mayor penetración de tecnologías de gestión de la demanda (*demand response*), por el desarrollo del almacenamiento y por el incremento de demanda eléctrica con cierta capacidad de gestión, como la recarga de vehículos eléctricos.

Cuadro 37: Evolución de la demanda eléctrica en barras de central y la demanda máxima instantánea hasta 2030 en España



(1) El escenario alto constituye el escenario de mayor electrificación y mayor crecimiento anual del PIB (1,7%); el escenario bajo lleva implícito una menor electrificación y menor crecimiento anual del PIB (0,9%)

(2) Demanda nacional

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

31 Demanda eléctrica en barras de central

32 El coeficiente de apuntamiento es el ratio entre la demanda instantánea máxima anual, conocida como punta de demanda y la demanda media horaria

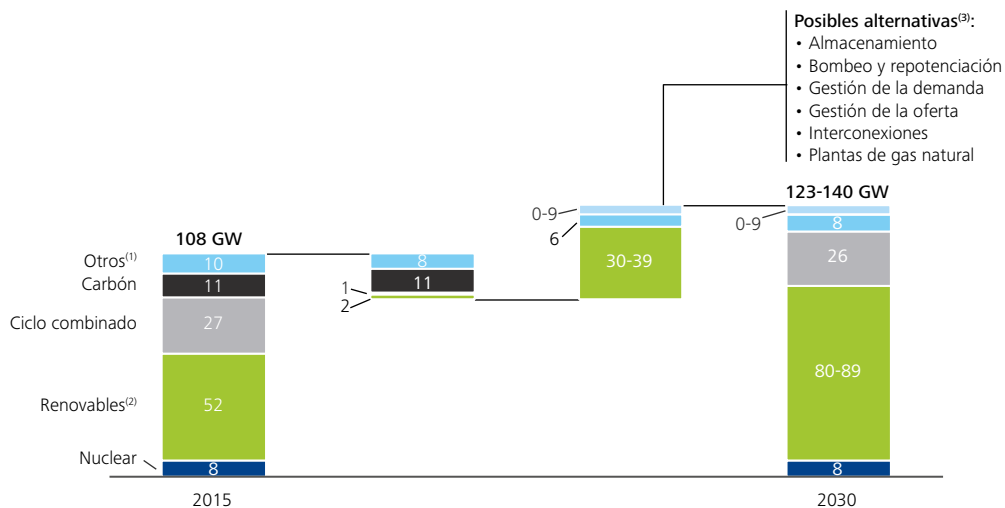
3.2.1 Generación de origen renovable

Para conseguir los objetivos de descarbonización, todo el crecimiento de la demanda eléctrica debe ser cubierto con energía renovable, salvo en determinados escenarios de crecimiento de la demanda o cuando no haya sido posible implementar a tiempo otras fuentes de energía (por ejemplo, interconexiones, bombeos).

Hasta 2030 se necesitaría la instalación de entre 30 y 39 GW de capacidad renovable (ver Cuadro 38), lo que equivaldría la instalación de entre 2 y 2,6 GW anuales de capacidad de generación renovable.

Cuadro 38: Evolución del parque de generación en el horizonte 2030

Capacidad instalada de generación eléctrica (GW)



(1) Incluye fuelgás, cogeneración y otros

(2) Incluye generación hidráulica y bombeo. Incluye generación solar centralizada y generación solar descentralizada.

(3) Tecnología de respaldo dependiente de la evolución tecnológica del almacenamiento. El dato mostrado en la gráfica equivale al respaldo proporcionado por tecnología de generación con gas natural

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

El ritmo necesario de construcción de nuevas renovables para cumplir los objetivos 2030 es ligeramente superior con el que se ha venido siguiendo en el desarrollo de las renovables entre 2001 y 2012 (ver Cuadro 39).

La instalación de toda esta potencia renovable supone un importante reto para el sistema español, por tanto requerirá unas condiciones regulatorias favorables para garantizar un desarrollo eficiente y que todos los agentes contribuyan en su cumplimiento:

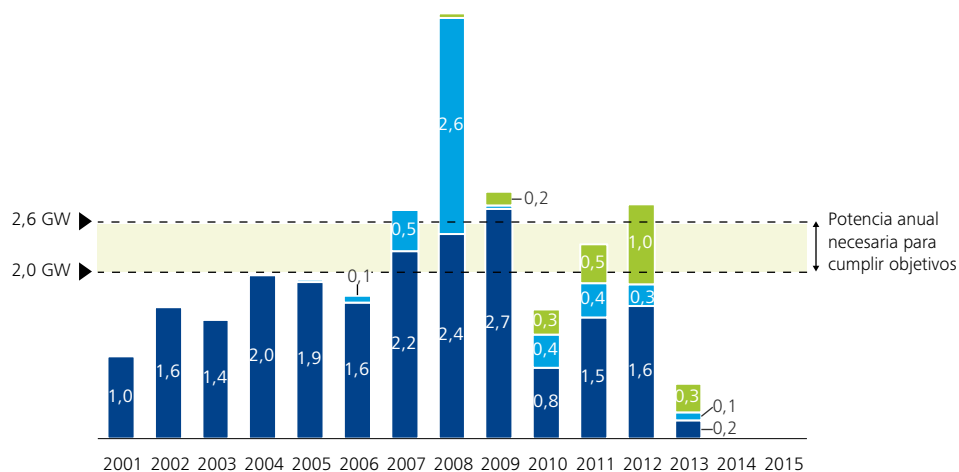
- Marco regulatorio y diseño de mercado estables y atractivos para los inversores, que permitan una retribución razonable.

– En un mix de generación con creciente penetración de renovables los precios del mercado de energía no serán una señal suficiente para la inversión. Las previsiones del precio mercado mayorista no dan una señal de precio atractiva para ninguna tecnología.

– Por este motivo, los ingresos de las renovables en el mercado deberán complementarse con mecanismos de contratación a plazo que proporcionen la estabilidad suficiente para las inversiones. Estos incentivos deberán basarse en mecanismos de mercado, para cuyo diseño deberá aprovecharse la creciente experiencia internacional en estos sistemas.

Cuadro 39: Instalación anual histórica de tecnologías de generación de origen renovable: solar y eólica

Capacidad instalada peninsular anual (GW)

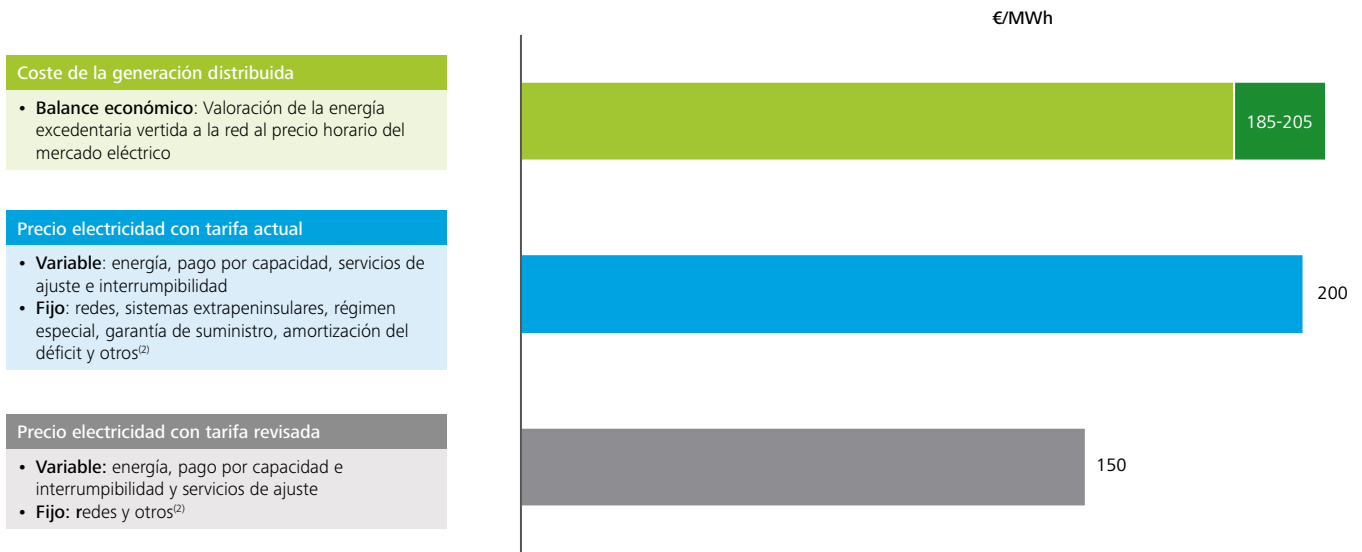


Capacidad instalada renovable peninsular⁽¹⁾ (GW)

■ Solar térmica ■ Solar FV ■ Eólica

(1) Capacidad instalada a 31 de diciembre de cada año. Incluye hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y resto de térmica renovable. Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 40: Comparativa de la tarifa eléctrica con el coste de generación de una instalación de generación fotovoltaica distribuida en 2015



(1) Calculado como coste ponderado de la electricidad a lo largo de la vida útil del activo (LCOE). Coste de inversión: 2.000-2.200 k€/MW; Horas funcionamiento: Con balance económico: 1.600-1.800 de las cuales se vierte a la red 700-800. No incluye el cargo transitorio por energía autoconsumida al ser una instalación menor de 10kW. Se considera un consumidor 2.0 A: Consumo anual 3.000 kWh. Potencia instalada 5,5 kW
 (2) Incluye: Moratoria Nuclear, Plan General Residuos Radiactivos, imputación de la diferencia de pérdidas, tasa CNMC y corrección de medidas
 Fuente: CNMC; IEA-World Energy Outlook 2014; IEA-Solar Technology Roadmap 2014; análisis Monitor Deloitte

- El esfuerzo en penetración de energías renovables a realizar es muy relevante, y su reparto entre múltiples agentes ayudará a su cumplimiento. La disrupción tecnológica que supondrán las tecnologías solares y de almacenamiento en baterías a pequeña escala, junto con el deseo creciente de los consumidores de autoabastecerse de energía, permitirán que los propios consumidores contribuyan a dicho esfuerzo inversor. En este contexto futuro, la generación distribuida y el autoconsumo pueden tener un papel muy relevante, para lo cual será necesario que se permita el libre acceso y sin penalizaciones a esta forma de producción de energía. En este contexto, es necesario tener en cuenta algunos elementos:
 - Por ejemplo, existe un diferencial de costes entre las instalaciones fotovoltaicas centralizadas, en las que se puede optimizar la orientación, el seguimiento del sol y la operación, y las pequeñas instalaciones distribuidas.
 - Las actuales tarifas de electricidad incentivan la producción propia de electricidad porque contienen tasas, impuestos y sobrecostes (ver Cuadro 40).

El desarrollo eficiente de la generación distribuida exige una tarifa que sólo refleje los costes reales de suministro.

- Un esquema eficiente de generación distribuida debe permitir que el cliente inyecte excedentes de energía en la red a precios de mercado. Esto hoy es posible al parque de contadores con discriminación horaria y telegestión instalado.

3.2.2 Generación convencional

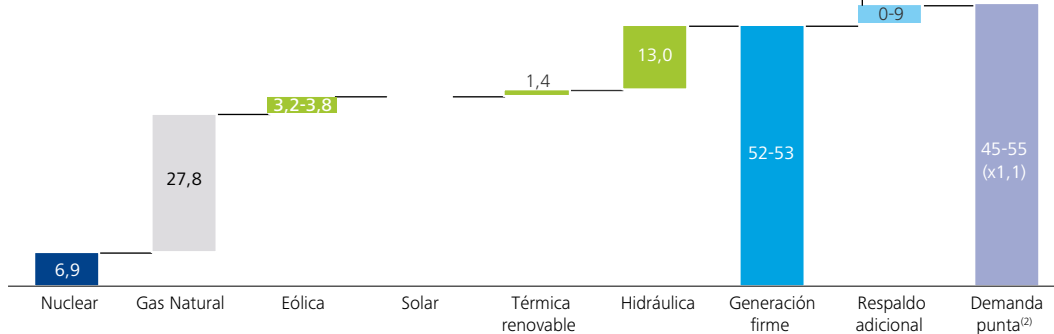
La elevada necesidad de nueva potencia renovable requiere, a su vez, de una capacidad relevante de respaldo y flexibilidad que, inicialmente será proporcionado por el parque térmico, nuclear e hidráulico actual. Esta capacidad firme irá siendo complementada (y sustituida, cuando los costes y el desarrollo tecnológico lo vayan permitiendo) con otras opciones de capacidad firme y flexible: las interconexiones internacionales, la construcción o repotenciación de centrales de bombeo, la gestión de la demanda, las nuevas tecnologías de almacenamiento y, en caso necesario, por la construcción de nuevas centrales de gas (ver Cuadro 41).

Cuadro 41: Alternativas para cubrir la demanda punta peninsular en España

Cobertura de la punta de demanda peninsular a 2030 (GW)

Potencia instalada peninsular (GW)	7,8	32	36-42	11-13	3	22		
Coefficiente de firmeza	88%	86% ⁽¹⁾	9%	0%	50%	60%		

- Posibles alternativas:**
- Almacenamiento
 - Bombeo y repotenciación
 - Gestión de la demanda
 - Gestión de la oferta
 - Interconexiones
 - Plantas de gas natural



(1) Ponderación del coeficiente de firmeza del ciclo combinado (90%) y la cogeneración (70%)
 (2) Demanda punta peninsular estimada a 2030 (45-55 GW) multiplicada por un coeficiente de seguridad 1,1
 Nota: Se muestran valores medios
 Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

Es difícil prever cuándo las nuevas tecnologías de almacenamiento estarán disponibles en volumen y a coste competitivo como para proporcionar la flexibilidad y el respaldo necesarios para las puntas de demanda, pero en cualquier caso, existe una duda razonable de que, en el horizonte 2030, las tecnologías de almacenamiento puedan proporcionar un respaldo significativo. De la misma manera, se podrían argumentar dudas razonables de que estén disponibles a tiempo, suficiente nueva capacidad de interconexión internacional, o nuevos mecanismos de gestión de la demanda que aporten una parte relevante de ese respaldo necesario. Por tanto, durante la transición a 2030 parece imprescindible asegurar que las tecnologías convencionales de respaldo ya instaladas se mantienen en el sistema, mientras las nuevas se desarrollan y penetran en función de las necesidades y de su desarrollo tecnológico. Las alternativas de respaldo hoy disponibles son:

- Incrementar la potencia hidráulica y de bombeo, en ocasiones mediante repotenciones de centrales donde sea económicamente eficiente.

- Mantener las centrales de tecnologías térmicas convencionales de respaldo, mientras no están suficientemente desarrolladas las nuevas tecnologías de almacenamiento. Cierres anticipados pueden comprometer la seguridad de suministro y la competitividad:
 - En el caso de los ciclos combinados, estos presentaron un funcionamiento alrededor de las 1.000 horas en 2015. Con este nivel de funcionamiento y los mecanismos retributivos actuales, las plantas en operación no recuperan costes fijos, existiendo el riesgo de cierres anticipados.
 - En el caso de que se comprometa el cierre de las actuales centrales de carbón, habría que instalar (en el horizonte 2020, demasiado pronto como para que hubiera alternativas económicamente viables), nuevas centrales de gas natural (hasta 9 GW adicionales a los 27 GW ya existentes, que significarían unos 3.500 millones de € de nueva inversión).

Estas nuevas centrales, por un lado, estarían condenadas a funcionar poco o nada en el periodo hasta 2050, debido al incremento del almacenamiento y a los objetivos de reducción de emisiones y, por otro, tendrían una vida útil de 40 años, por lo que seguirían emitiendo CO₂ hasta más allá de 2050, lo cual parece incoherente con los objetivos planteados.

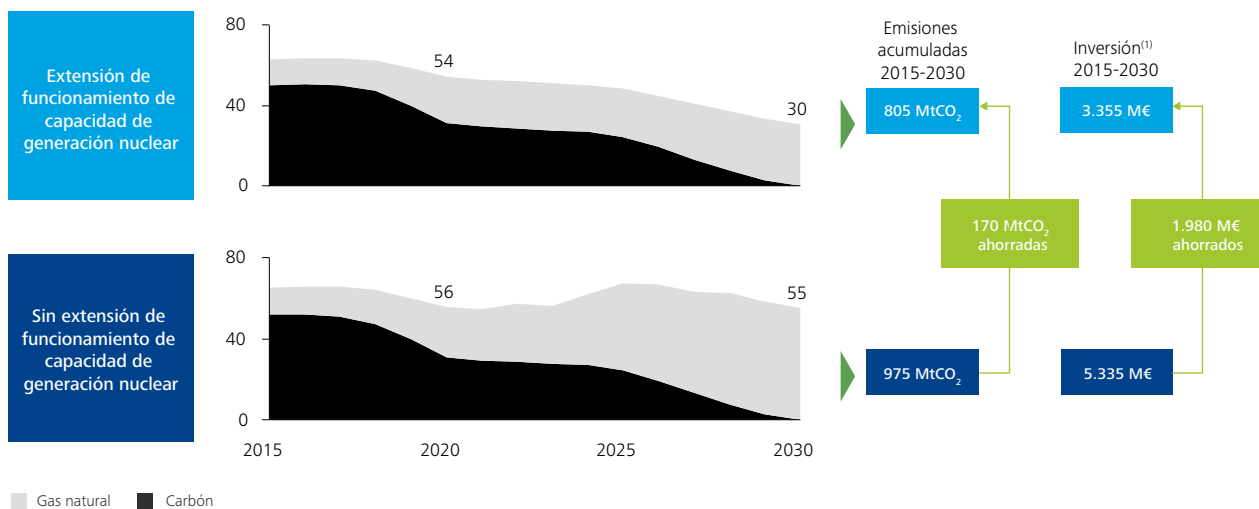
Además, se produciría un incremento del precio mayorista que podría suponer un sobrecoste para los clientes de 25.000-35.000 millones de € (equivalente a 9-11 €/MWh de incremento del precio del mercado mayorista) en el periodo 2020-2030. En el hipotético caso de tener que mantener alguna de las centrales de carbón hasta finales de la próxima década, se podrían establecer mecanismos para limitar su funcionamiento, y por tanto sus emisiones, y al mismo tiempo garantizar el suministro. El coste de mantener abiertas estas centrales para dar cobertura de potencia sería, probablemente, inferior a la construcción de nuevos grupos de gas natural.

– En el caso de las centrales nucleares, los planteamientos de cierre acelerado, cuando cumplan cuarenta años de vida o incluso antes, perjudicarían, asimismo, la competitividad y la garantía de suministro, pero además incrementarían las emisiones de CO₂. Las plantas nucleares contribuyen a la mitigación del riesgo del cambio climático, al estar libres de emisiones GEI.

El posible cierre entre 2022 y 2027 de los 7.800 MW actualmente instalados, supondría unas emisiones adicionales de alrededor de 170 MtCO₂ hasta 2030 (equivalentes a la mitad de las emisiones totales de la economía española en 2013) (ver Cuadro 42), pues se trata de producción de base que sería sustituida, en buena parte, por producción térmica (en el momento que se tendrían que empezar a cerrar las plantas nucleares no hay alternativas realistas para la producción en base que, a dichas fechas, sería requerida).

Cuadro 42: Comparativa de emisiones GEI y de inversiones en función de la extensión de funcionamiento de la capacidad de generación nuclear

Emisiones GEI de la generación eléctrica
(MtCO₂ equivalentes)



(1) Estimado en base a coste unitario de inversión de las diferentes tecnologías de generación
Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

Desde el punto de vista de competitividad, esta sustitución podría suponer un incremento del precio del mercado diario de hasta 8-10 €/MWh³³ debido a que la energía nuclear sería sustituida por otras tecnologías de base con costes variables más altos, fundamentalmente de gas natural.

Así pues, la generación convencional debe jugar un papel clave para que la transición se produzca de una forma eficiente y manteniendo la seguridad de suministro mientras aumenta la penetración de renovables, por eso es necesario:

- Evitar el cierre anticipado, durante el período transitorio hasta 2030, de centrales que ya están instaladas en el sistema sin que las nuevas tecnologías de almacenamiento estén maduras y desplegadas, lo que llevaría, posiblemente, a escenarios ineficientes de inversión en tecnologías convencionales emisoras de GEI, para proporcionar el respaldo necesario.
- Adaptar el diseño del mercado mayorista, para valorar adecuadamente la firmeza, cosa que no ocurre en el actual mercado de energía. El modelo actual de mercado de “sólo energía” no da señales adecuadas a la inversión, y no funciona con el mix de tecnologías al que evoluciona el sistema eléctrico – preponderancia de tecnologías con costes variables bajos o cero. Ya hoy en día el sistema no permite la recuperación de la totalidad de los costes de ninguna tecnología de generación.

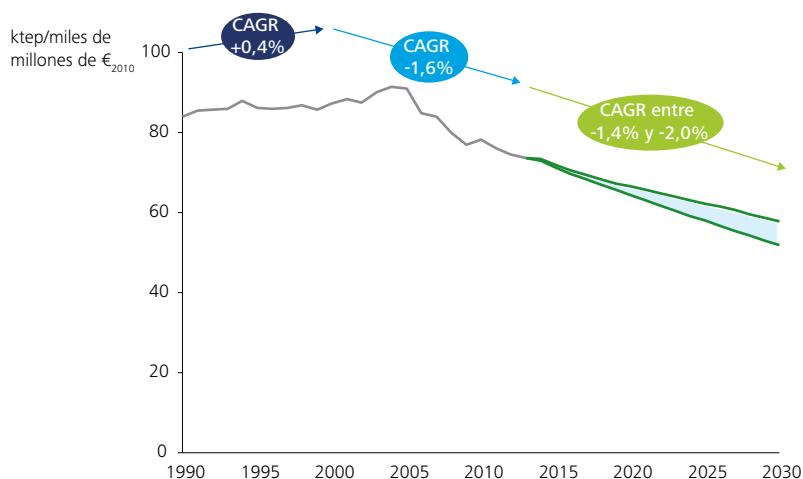
En cualquier caso, la ventaja de esta gestión del parque existente es su carácter flexible. No se trata de comprometer esas centrales durante un periodo fijo, sino que parte de ese parque térmico actual irá cerrando gradualmente en el horizonte 2030, a medida que el desarrollo tecnológico y la reducción de costes de las tecnologías de almacenamiento las vayan haciendo competitivas.

Por último, el mantenimiento de todas las tecnologías de respaldo en el mix de generación eléctrico implicaría una mayor diversificación de fuentes de suministro, mitigando el riesgo ante variaciones de precios de materias primas en mercados internacionales.

3.3 Fomentar la eficiencia energética

En eficiencia energética y conservación, se requeriría una reducción de la intensidad energética final de entre el 1,4 y el 2% anual (ver Cuadro 43), de forma continuada hasta el 2030, para continuar con una senda semejante

Cuadro 43: Evolución de la intensidad energética en España hasta 2030⁽¹⁾



(1) Energía final (sin considerar calor de la cogeneración ni transporte aéreo y marítimo internacional) entre PIB
Nota: Se muestran valores medios
Fuente: Fondo Monetario Internacional; IDAE; análisis Monitor Deloitte

La generación convencional debe jugar un papel clave para que la transición se produzca de una forma eficiente

33 En el corto plazo las centrales de ciclo combinado serían la tecnología marginal - la última tecnología en entrar en el mercado diario de electricidad y por tanto la que marca el precio del mercado - en vez del carbón, que es la que actualmente cumple esta función. Este cambio en el orden de mérito podría suponer un incremento del precio del mercado diario de entre 8-10 €/MWh, que es la diferencia media entre los precios de oferta de estas dos tecnologías de generación

hasta el 2050. Las iniciativas a implantar en el campo de la eficiencia energética y de la conservación son muy numerosas, de muy diferente naturaleza y abarcan prácticamente todos los sectores de actividad. Lo anterior implica que hay que "movilizar" e incentivar un número significativo de palancas, sectores de actividad y tipos de agentes para lograr resultados acumulados relevantes, lo cual, sin duda, significará un reto no menor.

A pesar del atractivo de estas actuaciones, existen barreras "históricas" que frenan su adopción, entre las que destacan:

- Elevadas inversiones iniciales, largos periodos de recuperación de costes y dificultad para materializar las ventajas económicas a corto plazo.
- Dificultades en la financiación de proyectos de eficiencia energética, debido a que las características y riesgos de las inversiones y de las estructuras contractuales y de contrapartes, hacen que sean proyectos relativamente poco atractivos.

- En muchas ocasiones, el agente que debe acometer la inversión no disfruta directamente de las ventajas de la misma (por ejemplo, el cambio de ventanas para un edificio es sufragado por el propietario, mientras que el ahorro en consumo energético va a ser disfrutado por los inquilinos del mismo), dificultando la adopción de medidas de eficiencia y conservación, por ejemplo, en el parque existe de edificios de viviendas y oficinas.

Sin embargo, la eficiencia energética tiene ventajas sobre el resto de las actuaciones, que hacen que la apuesta y el esfuerzo a dedicar debieran ser muy importantes:

- A diferencia de otras palancas descritas anteriormente, no existe prácticamente ninguna incertidumbre tecnológica sobre las distintas actuaciones: la iluminación LED, la mejora de aislamientos o cerramientos de edificios, los sistemas avanzados de domótica y climatización, los equipamientos técnicos para mejorar procesos industriales, etc., ya están plenamente desarrollados, con amplias experiencias de implantación comercial y en continuo avance.
- En los sectores de actividad que son altamente competitivos y consumidores relevantes de energía, como el industrial, las decisiones de inversión suelen estar sujetas a una evaluación racional. En estos casos, no serían necesarios incentivos para tecnologías libres de emisiones más competitivas que las convencionales, sino mecanismos que faciliten la financiación de las inversiones. Adicionalmente, durante la transición del modelo energético en la industria, ha de prestarse especial atención a los riesgos de deslocalización por cada subsector industrial para identificar y mitigar potenciales externalidades negativas de las políticas medioambientales.
- Por último, y no menos importante, hay que recordar que la gran "bolsa" de eficiencia energética pendiente de capturar en la economía española (y mundial) se lograría, como se ha explicado anteriormente, por la electrificación de la demanda mediante la generación con energías renovables, con la electrificación del transporte como principal exponente de la misma.



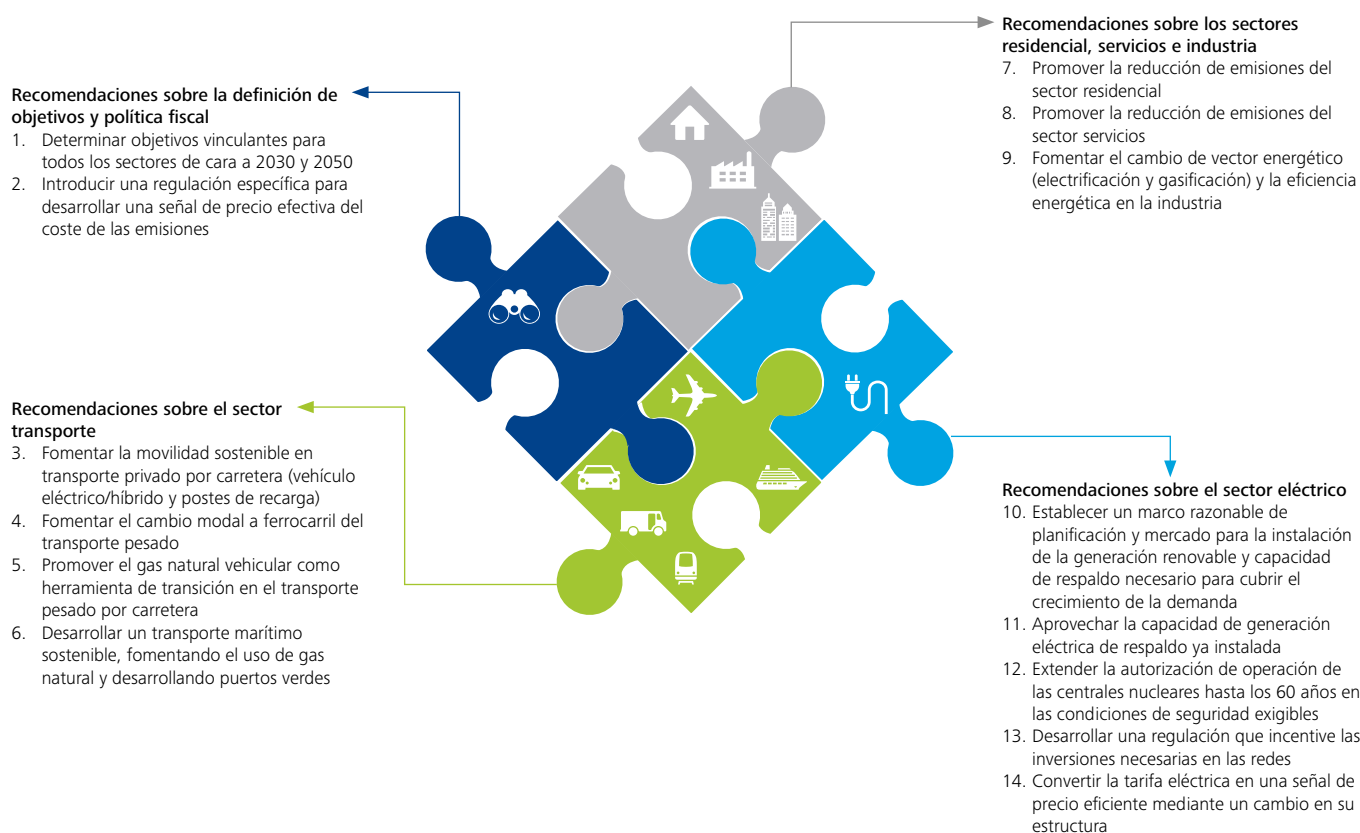
4. Recomendaciones de política energética para una descarbonización sostenible

A partir del anterior análisis de la visión a largo plazo (2050) y de la transición, se propone un conjunto de recomendaciones de política energética para direccionar nuestro modelo energético hacia una descarbonización eficiente. La transición tendrá que realizarse de modo paulatino, pero decidido, hacia el cambio de la estructura energética del país al tiempo que se mantienen la seguridad y la competitividad del suministro energético.

A continuación se puede observar un resumen de las recomendaciones incluidas en la presente sección (ver Cuadro 44).

Las Administraciones y el sector privado españoles necesitan emprender acciones decididas para liderar la transformación del modelo energético

Cuadro 44: Recomendaciones de política energética para direccionar nuestro modelo energético hacia la descarbonización



4.1 Recomendaciones sobre la definición de objetivos y política fiscal

Recomendación 1: Determinar objetivos vinculantes para todos los sectores de cara a 2030 y 2050.

Es necesario establecer objetivos vinculantes de descarbonización para todos los usos energéticos, especialmente aquellos no sujetos actualmente a la normativa sobre derechos de emisión (los llamados sectores difusos: transporte, residencial y servicios). Los objetivos deben ser equitativos entre sectores, han de considerar el esfuerzo realizado hasta ahora y el potencial económico y técnico de las tecnologías bajas en carbono. En este contexto, será fundamental que:

- Todos los sectores (transporte, generación eléctrica, residencial, servicios, industria, etc.) tengan objetivos vinculantes de reducción de emisiones para contribuir al cumplimiento de los objetivos generales de 2030 y 2050 (y cualquier objetivo intermedio que se pudiese fijar).
- Se debería crear una estructura de sub-objetivos por sector sobre las principales tipologías de equipos emisores de GEI, alineados con la consecución de los objetivos sectoriales, en especial en los sectores difusos. Existe una dificultad técnica para medir y verificar las emisiones de estos sectores difusos, por lo que dichos sub-objetivos tendrían que materializarse, posiblemente, en el establecimiento de límites de emisiones de los equipos que son utilizados por dichos sectores de actividad (similares, por ejemplo, a los límites de emisiones por cada 100 km, actualmente aplicados en la industria automovilística).
- Asimismo estos objetivos deben servir de referencia a las diferentes entidades reguladoras (Administraciones del Estado, Autonómicas y Municipales, IDAE) con el objetivo de estructurar y desarrollar las medidas, incentivos y regulaciones para los distintos agentes económicos y consumidores de energía (algunas de las cuales se describen en las siguientes recomendaciones).

Recomendación 2: Introducir una regulación específica para desarrollar una señal de precio efectiva del coste de las emisiones.

Para ello es necesario modificar la actual fiscalidad de los combustibles para vincularla a las emisiones de CO₂.

- Esto podría realizarse mediante un impuesto aplicado a los sectores no sujetos al comercio de derechos de emisión (residencial, servicios, transporte) o mediante un mecanismo que asegure un suelo al precio del derecho de emisión (como el que se ha implantado en el Reino Unido).
- Establecer un impuesto o un suelo al precio del CO₂ serviría para dar una señal económica clara hacia la reducción de emisiones y recaudar fondos para contribuir al I+D en nuevas tecnologías (por ejemplo, almacenamiento o renovables) o para cubrir costes que hoy se cargan en la tarifa eléctrica.
- Estos impuestos deberían tener un diseño no-recaudatorio, es decir, deberían ir acompañados de una reducción equivalente de otros impuestos y de una reducción de los cargos incorporados en la tarifa eléctrica, que incentiven la necesaria electrificación de la demanda.

4.2 Recomendaciones sobre el sector transporte

Recomendación 3: Fomentar la movilidad sostenible en transporte privado por carretera (vehículo eléctrico/híbrido y postes de recarga).

- Desarrollar la infraestructura de recarga en las zonas urbanas de forma coordinada entre las Administraciones Municipales, Autonómicas y Nacional (con una especial involucración de las primeras) para asegurar que se facilite, en dichas zonas, la disponibilidad progresiva de puntos de recarga mediante:

- Despliegue planificado y progresivo de la infraestructura de recarga en las vías públicas de cada zona urbana, desarrollando la regulación y el modelo de negocio que sea coherente con el ritmo de penetración de los vehículos eléctricos.
- Modelos de negocio y regulación adecuados para que los agentes inviertan en infraestructuras (por ejemplo, concesiones, electrolineras en libre competencia, negocio regulado distribuidora, etc.), permitiendo la viabilidad económica y la recuperación de costes y una rentabilidad razonable de la infraestructura a los agentes involucrados.
- Puntos de recarga de uso restringido de forma que se asegure al propietario de un vehículo eléctrico sin garaje privado que tiene un lugar en la vía pública donde puede aparcar y recargar su vehículo.
- Puntos de recarga en garajes privados (individuales o colectivos) de forma que se eliminen las principales barreras arquitectónicas, de infraestructura y equipamiento eléctrico, de modelo de negocio, etc., para incentivar la instalación de infraestructura de recarga en las comunidades de vecinos y edificios existentes.
- Establecer paquetes de estímulo integrales a la demanda de movilidad eléctrica que contemplen la adquisición de vehículos e instalaciones de recarga de acceso restringido para los ciudadanos que no dispongan de plazas de garaje, como podrían ser:
 - Mayores subvenciones y desgravaciones/exenciones fiscales en la adquisición y uso del vehículo eléctrico/híbrido.
 - Normativas locales para la creación de las plazas de aparcamiento de uso restringido, dirigidas a propietarios de vehículos eléctricos sin garaje propio, que aseguren tener una plaza en la vía pública con un punto de recarga
- Límites de emisiones GEI crecientemente restrictivos para la comercialización de vehículos con motores convencionales de combustión.
- Tasas y cargas fiscales adicionales aplicables tanto en la adquisición del vehículo convencional como en el uso del mismo (impuestos en el combustible, impuesto de circulación o cargos por el acceso y aparcamiento en las ciudades).
- Desarrollar una estrategia industrial y de inversiones en I+D+i para el desarrollo de baterías y motores eléctricos con el fin de capitalizar los beneficios en el sector automovilístico nacional.
- Introducir los necesarios cambios en las tarifas y en la normativa de distribución eléctrica, reduciendo las barreras que puedan asociarse a estos elementos. En concreto:
 - Definición de una tarifa que refleje los costes reales del suministro y los costes para el sistema de los nuevos usos eléctricos. Esta tarifa tiene que permitir generar una señal de precio eficiente para el potencial comprador del vehículo eléctrico y asegurar la sostenibilidad económica del sistema eléctrico.
 - Revisión de la normativa de distribución para evitar que esta se convierta en una barrera técnica o regulatoria para el despliegue de postes de recarga de uso privado.
- Establecer medidas que reduzcan el tráfico de vehículos convencionales en las ciudades para reducir la contaminación:
 - Fomentar los esquemas de *car sharing* eléctricos.
 - Incentivar el transporte público basado en gas natural vehicular.



- Limitar la circulación de vehículos convencionales en los centros urbanos de las ciudades por motivos de calidad del aire.

Recomendación 4: Fomentar el cambio modal a ferrocarril del transporte pesado.

- Desarrollar una estrategia de infraestructuras logísticas que permita la descarbonización del sector del transporte de pesado, incluyendo:
 - Infraestructuras portuarias para la gestión logística de carga/descarga de buques y conexión con la red ferroviaria e infraestructuras de conexión con centros logísticos para su distribución capilar.
 - Revisión de los criterios de operación y utilización de la red ferroviaria actual para maximizar su capacidad de transporte de mercancías.
 - Electrificación de aquellos tramos de red aún pendientes (introduciendo en el análisis económico el coste de las emisiones evitadas).
 - Desdoblamiento de la red ferroviaria y/o aprovechamiento de la red convencional y/o construcción de nueva red ferroviaria electrificada,

dedicada al transporte de mercancías a larga distancia, particularmente desde las zonas portuarias y centros de producción industrial hacia las zonas de consumo y el transporte internacional.

- Realizar un esfuerzo de inversión plurianual y sostenido de las Administraciones Públicas (del mismo modo que se ha realizado en el desarrollo de la Red de Alta Velocidad para el transporte de pasajeros) para el desarrollo de las infraestructuras básicas enfocadas al cambio modal a ferrocarril del transporte pesado.

Recomendación 5: Promover el gas natural vehicular como herramienta de transición en el transporte pesado por carretera.

- Desarrollar una estrategia de desarrollo e implantación del GNV como tecnología para el transporte pesado conjuntamente con los fabricantes de vehículos, los agentes constructores y los explotadores de las infraestructuras de recarga, así como asociaciones y colectivos de potenciales usuarios, incluyendo programas de ayuda para incentivar la demanda de vehículos de GNV.



- Desarrollar los mecanismos y regulación que incentiven la construcción de la infraestructura de repostaje, al ser esta uno de los cuellos de botella para el desarrollo del GNV.
- Realizar campañas de divulgación entre el colectivo de transportistas y posibles usuarios para comunicar las ventajas del GNV.

Recomendación 6: Desarrollar un transporte marítimo sostenible, fomentando el uso de gas natural y desarrollando puertos verdes.

- Fomentar la inversión en sistemas que reduzcan las emisiones GEI de los puertos, como por ejemplo el uso de sistemas OPS (*On-Shore Power Supply* por sus siglas en inglés, o infraestructuras de suministro eléctrico a las embarcaciones atracadas en los puertos) y promover los cambios regulatorios en las tarifas y la normativa de distribución eléctrica para adaptarlas a esta nueva demanda.
- Incentivar las inversiones para el empleo de gas natural en transporte marítimo mediante subvenciones o desgravaciones/exenciones fiscales para embarcaciones que se construyan con estas tecnologías, así como el fomento de cambios de motores en todo tipo de embarcaciones.
- Planificar y desarrollar la inversión en instalaciones de almacenamiento de gas natural licuado en puertos así como del sistema de recarga de diferentes tipos de embarcaciones.

4.3 Recomendaciones sobre los sectores residencial, servicios e industria

Recomendación 7: Promover la reducción de emisiones del sector residencial.

- Definir un plan de rehabilitación de edificios existentes acompañado de un sistema de ayudas para la ejecución de las inversiones, actuación de elevado potencial en nuestro país por el limitado ritmo de rehabilitación energética desarrollado sobre los edificios residenciales.
- Aplicar requisitos máximos de consumo energético o mínimos de eficiencia energética en edificios, alineados con los objetivos de emisiones fijados para el sector residencial de acuerdo a la Recomendación 1.
- Desarrollar una regulación específica para edificios residenciales, incluyendo los existentes, que refuerce los mecanismos de control de la normativa existente y que establezca altos estándares de obligado cumplimiento en eficiencia energética y conservación (incluyendo aislamientos, cerramientos, climatización, iluminación, etc.).

- Definir medidas de información, por medio de campañas de concienciación, sobre emisiones de los equipos o inmuebles.
- Asegurar que la tarifa eléctrica sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro, eliminando aquellos sobrecostes derivados de políticas que distorsionen la señal de precio.

Recomendación 8: Promover la reducción de emisiones del sector servicios.

- Definir un plan de acción coordinado a largo plazo, con estrategias específicas para cada uno de los segmentos del sector terciario, con el objetivo de enfocar recursos a las actuaciones con mayor potencial de abatimiento para asegurar el cumplimiento de los objetivos de emisiones fijados para este sector.
- Resolver la realidad de propietarios e inquilinos, donde en principio uno es el responsable de las inversiones (propietario) pero no es típicamente el agente que paga el suministro energético (inquilino) y por tanto el que tiene los beneficios de una mayor eficiencia.
- Crear incentivos para inversiones o facilitar el acceso a la financiación necesaria para proyectos atractivos con períodos de retorno medios-largos.
- Establecer obligaciones, sujetas a inspección periódica, de realizar inversiones en eficiencia energética en aquellos edificios sometidos a procesos de rehabilitación.
- Asegurar que la tarifa eléctrica sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro, eliminando aquellos sobrecostes derivados de políticas que distorsionen la señal de precio.

Recomendación 9: Fomentar el cambio de vector energético (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria.

- Analizar el impacto de la transición del modelo energético para la industria, prestando especial atención a los riesgos de deslocalización.

- Establecer mecanismos de financiación, ventajas fiscales u otros instrumentos de apoyo con el fin de reducir las actuales dificultades para realizar estas inversiones a las que se exige, en general, periodos más cortos de recuperación de las inversiones y/o rentabilidades más altas.

- Asegurar que la tarifa eléctrica sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro, eliminando aquellos sobrecostes derivados de políticas que distorsionen la señal de precio y realizando una asignación equilibrada de los mismos entre agentes y usos energéticos; según se describe en la Recomendación 14.

4.4 Recomendaciones sobre el sector eléctrico

Recomendación 10: Establecer un marco razonable de planificación y mercado para la instalación de la generación renovable y la capacidad de respaldo necesario para cubrir el crecimiento de la demanda.

- Desarrollar una planificación de la capacidad de generación renovable necesaria en el medio-largo plazo (10 años) en función de las estimaciones de crecimiento de demanda, del cumplimiento de objetivos y de la madurez de las distintas tecnologías disponibles.
- Minimizar el sobrecoste para el ciudadano, para lo que será fundamental apostar por la instalación de tecnologías de generación con una mayor madurez y un menor coste total para minimizar los costes de transición.
- Reformar el mercado eléctrico para que retribuya de un modo competitivo la inversión y la firmeza de la capacidad de forma que se creen los incentivos necesarios para el despliegue de las tecnologías renovables de forma eficiente.
- Crear mecanismos que resuelvan las crecientes ineficiencias del actual mercado, cuya señal de precio marginalista es eficiente para el despacho, pero no proporciona las señales de inversión necesarias, e incluir los elementos de diseño que generen una señal económica eficiente a largo plazo.

Recomendación 11: Aprovechar la capacidad de generación eléctrica de respaldo ya instalada.

- Mantener la generación de respaldo mientras se desarrolla una tecnología de almacenamiento viable técnica y económicamente. Será clave un marco regulatorio estable y predecible que asegure la obtención de una rentabilidad razonable para todas las tecnologías, así como el cumplimiento de la normativa medioambiental y de seguridad.
- Al igual que en la Recomendación 10, reformar el mercado eléctrico para que genere la señal de precio necesaria para retribuir de modo competitivo la capacidad firme.
- No incentivar nuevas inversiones en capacidad de respaldo que en un futuro puedan ser infrutilizada (generación térmica) o inversiones en tecnologías poco maduras (almacenamiento), permitiendo la libre decisión privada relativa al mantenimiento en operación de la generación térmica ya instalada, siempre que se cumplan los objetivos o normativas medioambientales.

Recomendación 12: Extender la autorización de operación de las centrales nucleares hasta los 60 años en las condiciones de seguridad exigibles.

- Extender la autorización de operación de las centrales nucleares hasta los 60 años en línea con otros países que han extendido el funcionamiento de sus centrales, en las condiciones de seguridad exigibles.
- Asegurar un proceso de toma de decisión basado en la normativa aplicable liderado por el Consejo de Seguridad Nuclear.
- Integrar el análisis transparente del cumplimiento de la normativa de seguridad en el proceso de autorización de extensión de explotación.

Recomendación 13: Desarrollar una regulación que incentive las inversiones necesarias en las redes.

- Definir el rol de los distribuidores eléctricos en el desarrollo del vehículo eléctrico (puntos de recarga) y en la integración de las energías renovables

distribuidas, de forma que se incentive la innovación, la automatización de la red y se minimicen las inversiones necesarias en la red.

- Desarrollar una regulación estable que permita obtener una rentabilidad razonable sobre los capitales invertidos para dar servicio a los cambios en la demanda-generación eléctrica que podrían producirse en los próximos años (por ejemplo, por integración de vehículo eléctrico, generación distribuida, etc.).
- Adaptar el modelo retributivo de la distribución eléctrica, basado en unidades físicas, para que pueda reconocer la naturaleza de los nuevos activos y costes de la red y así fomentar la innovación y la modernización de esta actividad.
- Incentivar las inversiones en redes reconociendo una mayor retribución de determinados activos que tengan un carácter transformacional.

Recomendación 14: Convertir la tarifa eléctrica en una señal de precio eficiente mediante un cambio en su estructura.

- Eliminar de la tarifa eléctrica aquellos sobrecostes derivados de políticas energéticas (por ejemplo, política energética, industrial o territorial) que distorsionen la señal de precio de la electricidad, realizando una asignación de dichos costes entre los diferentes usos energéticos. De este modo se conseguiría reducir el precio de la electricidad para el usuario final a niveles más competitivos, lo que favorecería la electrificación de la demanda.
 - Cerca del 50% de los costes incluidos en la tarifa eléctrica son ajenos al suministro (ayudas a las renovables, déficit de tarifa, etc.) y derivados de la política energética, industrial o territorial.
 - Estos sobrecostes no permiten dar una señal eficiente a la electrificación porque encarecen el precio de la electricidad y disminuyen su competitividad frente a otros combustibles que además producen emisiones.



- Habría que eliminar de la tarifa eléctrica estos sobrecostes realizando una asignación de los mismos entre los diferentes usos energéticos.
- En el caso de que se produzcan reducciones en los recursos económicos para la financiación de políticas medioambientales debido a la aplicación de esta medida, se podrían mitigar dichos déficits mediante la aplicación de la nueva fiscalidad medioambiental definida en la Recomendación 2.
- Modificar el sistema tarifario actual, pasando de una estructura donde los clientes se tarifican en función del nivel de tensión de conexión a la red y de la potencia contratada, a un sistema que considere las diferentes tipologías de consumos/usos de la electricidad.
 - Actualmente existen una gran diversidad de usos de la electricidad: consumos en base para industria, consumos intermitentes, consumos con elevado nivel de firmeza necesaria, consumos asociados a la movilidad, tanto en vehículo privado como en instalaciones públicas, consumos con generación distribuida o almacenamiento, etc.
 - El sistema tarifario debe asegurar que todos los clientes contribuyan a soportar los costes del sistema en función del tipo de uso que hagan de la red y generar incentivos para un uso racional de la red (por ejemplo, evitar el sobredimensionamiento de la red).
 - La tarifa actual no está diseñada para muchos de estos usos; por ejemplo, la tarifa eléctrica para el coche eléctrico tiene que estar diseñada para incentivar las recargas nocturnas y así evitar el aumento de la demanda pico del sistema.
 - Los contadores inteligentes permiten conocer con precisión el uso que se hace de la red, pudiendo así crear tarifas que se adapten mejor a esta variedad de consumos.

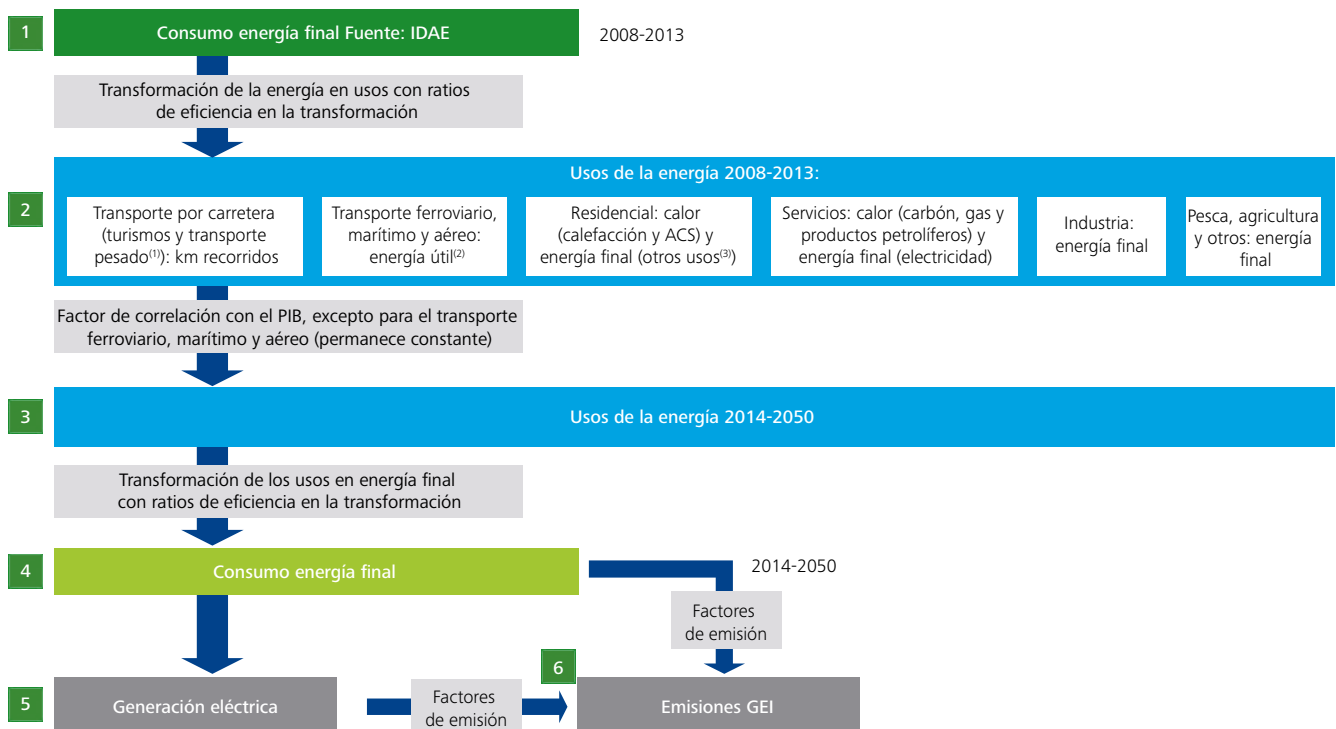
Anexo

Modelo de estimación del consumo energético y emisiones

Se ha desarrollado un modelo para la estimación del consumo de energía final y las emisiones GEI en función de la aplicación de las palancas de descarbonización seleccionadas.

El cálculo de la energía y las emisiones a futuro se realiza siguiendo los pasos mostrados en el siguiente cuadro:

Cuadro 45: Funcionamiento del Modelo del sistema energético español



(1) Se consideran turismos los vehículos de menos de 3,5t y transporte pesado los vehículos de más de 3,5t

(2) No incluye la energía derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo

(3) Otros usos residenciales: electrodomésticos, aire acondicionado, iluminación y cocina

- 1-2 Conversión de la energía final a usos. El consumo de energía final para el período 2008-2013 se transforma en uso final, por ejemplo número de km recorridos en el transporte por carretera o la energía térmica necesaria en las viviendas.
- 2-3 Proyección de los usos en función de escenarios de crecimiento económico: los usos se correlacionan con el crecimiento del PIB mediante factores específicos, salvo algunos usos en transporte.
- 3-4 Conversión de los usos a energía final para el período 2014-2050: los usos finales se convierten a consumo de energía final 2014-2050 en función de las hipótesis del modelo que determinan cómo se satisface el uso (por ejemplo, %penetración de vehículo eléctrico e impacto en km recorridos con consumo eléctrico). Aplicación progresiva de senda de mejora de eficiencia energética y la conservación (equivalente a menor consumo de energía final).
- 4-5 Una vez determinada la demanda de energía eléctrica 2014-2050, se estima la generación eléctrica renovable, así como la cobertura de la demanda máxima.
- 5-6 A partir de la energía final no eléctrica se estiman las emisiones para el periodo 2014-2050 en función de los diferentes coeficientes de emisividad de cada tipo de combustible. Igualmente se hace para la generación de energía eléctrica con los coeficientes propios de emisividad por combustible y tecnología de generación.

Condición de contorno de cálculo: Cumplimiento de restricciones medioambientales de la Unión Europea (objetivos de emisiones en 2020, 2030 y 2050, así como objetivo de energía renovable final en 2030).

A partir de los valores de uso de energía final, el modelo estima:

- **Emisiones GEI anuales**, tanto de origen energético como no energético.
- **Capacidad de generación eléctrica** por tecnología (mix de generación) necesaria para cumplir con la demanda eléctrica y con el índice de cobertura de la demanda, así como con los objetivos de renovables establecidos por la Unión Europea.
- **Inversiones y sobreinversiones en equipos finales** necesarias para alcanzar los niveles de penetración de las diferentes palancas.

En el caso de la generación eléctrica y las redes (de transporte y distribución eléctrica), se han estimado las inversiones totales necesarias. En las actuaciones relacionadas con el cambio de vector energético y la eficiencia energética, las estimaciones realizadas corresponden a sobreinversiones, es decir, el sobrecoste de invertir en una actuación o equipo con menores o nulas emisiones (por ejemplo adquirir un vehículo eléctrico) vs invertir en una actuación convencional (adquirir un vehículo convencional).

- **Tarifa eléctrica** en €/ MWh siguiendo una aproximación de estimación full cost, es decir, teniendo en cuenta que los consumidores eléctricos deben soportar todos los costes del sistema eléctrico (retribución a la inversión y costes de operación y mantenimiento). No se consideran impuestos ni otras tasas.

Contactos



Alberto Amores es Socio Responsable de Consultoría Estratégica de Energía y Recursos Naturales (Monitor Deloitte)

aamores@deloitte.es



Laureano Álvarez es Socio de Consultoría Estratégica de Energía y Recursos Naturales (Monitor Deloitte)

jlalvarez@deloitte.es



Joaquín Chico es Senior Manager de Consultoría Estratégica de Energía y Recursos Naturales (Monitor Deloitte)

jochico@deloitte.es

Si desea información adicional, por favor, visite www.deloitte.es

Deloitte hace referencia, individual o conjuntamente, a Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), sociedad del Reino Unido no cotizada limitada por garantía, y a su red de firmas miembro y sus entidades asociadas. DTTL y cada una de sus firmas miembro son entidades con personalidad jurídica propia e independiente. DTTL (también denominada "Deloitte Global") no presta servicios a clientes. Consulte la página www.deloitte.com/about si desea obtener una descripción detallada de DTTL y sus firmas miembro.

Deloitte presta servicios de auditoría, consultoría, asesoramiento fiscal y legal y asesoramiento en transacciones y reestructuraciones a organizaciones nacionales y multinacionales de los principales sectores del tejido empresarial. Con más de 200.000 profesionales y presencia en 150 países en todo el mundo, Deloitte orienta la prestación de sus servicios hacia la excelencia empresarial, la formación, la promoción y el impulso del capital humano, manteniendo así el reconocimiento como la firma líder de servicios profesionales que da el mejor servicio a sus clientes.

Esta publicación contiene exclusivamente información de carácter general, y ni Deloitte Touche Tohmatsu Limited, ni sus firmas miembro o entidades asociadas (conjuntamente, la "Red Deloitte"), pretenden, por medio de esta publicación, prestar un servicio o asesoramiento profesional. Ninguna entidad de la Red Deloitte se hace responsable de las pérdidas sufridas por cualquier persona que actúe basándose en esta publicación.

© 2016 Para más información, póngase en contacto con Deloitte Consulting, S.L.U.

Diseñado y producido por Comunicación, Marca y Desarrollo de Negocio, Madrid.