Monitor
Deloitte.

Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación

Enero 2018

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 (Manager)
- Ana Márquez (Asociada)
- Álvaro Benito (Consultor)

Monitor Deloitte es la práctica de consultoría estratégica de Deloitte, integrada por más de 2.000 profesionales en 30 países.

Para afrontar el futuro con confianza, las organizaciones deben tomar decisiones correctas: elecciones claras, oportunas e inspiradoras, que les generen crecimiento en un mundo dinámico. Los profesionales de Monitor Deloitte combinan unos profundos conocimientos de la industria con las metodologías más avanzadas, para ayudar a sus clientes a resolver sus decisiones más críticas, generar valor y lograr un éxito transformador.

Contenido

Objetivos **5**

Resumen Ejecutivo **6**

La Unión Europea y España mantienen el objetivo de descarbonizar la economía **20**

Los compromisos alcanzados actualmente no son suficientes para contener el incremento de la temperatura por debajo de 2ºC 20

La UE sigue apostando por la descarbonización de la economía y está planteándose incrementar la ambición de los objetivos establecidos 21

España también se mantiene firme en sus objetivos de descarbonización y trabaja para preparar la transición de su modelo energético 22

La electrificación y la eficiencia energética permitirían realizar una transición eficiente y cumplir los objetivos de descarbonización **25**

España emitió en 2015 un total de 336 MteqCO_2 principalmente por el consumo de productos petrolíferos en el transporte, la generación eléctrica y la industria 25

El grado de electrificación de la demanda y el grado de eficiencia energética de equipos determinarán los escenarios futuros 27

Los sectores clave son el transporte y la edificación; sin embargo, la industria podría tener un papel más relevante si se acompaña de las medidas adecuadas 32

Todos los escenarios excepto el *Continuista* permitirían cumplir a 2030; solo el escenario de *Alta eficiencia eléctrica* permite asegurar el cumplimiento a 2050 33

El escenario *Reducción convencional* requiere esfuerzos de eficiencia energética muy relevantes 33

El escenario de *Electrificar la economía* es un paso en la dirección correcta (electrificación) pero insuficiente en el largo plazo 35

El escenario *Alta eficiencia eléctrica* cumple los objetivos a 2030, y hace viable un modelo energético con objetivos más ambiciosos 37

A 2050, alcanzar los objetivos de descarbonización en otros escenarios diferentes al de *Alta eficiencia eléctrica* no parece viable 38

Para una transición eficiente del mix de generación se debe apostar por tecnologías maduras y aprovechar el parque actual hasta que se desarrollen nuevas tecnologías firmes libres de emisiones **41**

Es necesario mantener la mayor cantidad posible de opciones abiertas porque existen incertidumbres que condicionan la evolución del mix 41

Las baterías eléctricas no se espera que tengan madurez suficiente para prestar servicios de respaldo al sistema eléctrico de manera masiva antes de 2030 42

La tecnología de captura y secuestro de carbono no es actualmente una solución viable a gran escala 47

Las tecnologías renovables con mayor madurez seguirán siendo no gestionables (solar fotovoltaica y eólica) 49

El potencial del autoconsumo en la transición ha de aprovecharse bajo modelos de desarrollo eficientes 50

Todas las tecnologías de generación convencional instaladas son necesarias para hacer frente a las incertidumbres y asegurar una transición eficiente 51

Los escenarios de demanda analizados requieren 35-40 GW de nueva potencia renovable y 10 GW de respaldo adicional en 2030 54

La transición fomenta la actividad económica, y reduce las importaciones energéticas y el precio del vector con mayor peso en la demanda, la electricidad **58**

La transición del modelo energético necesita de inversiones que podrían ser hasta 310 mil millones de € superiores a las del escenario *Continuista* hasta 2050 58

No obstante, considerando la reducción de las importaciones energéticas, un escenario de transición energética es más barato que el escenario *Continuista* 59

La transición del modelo energético fomenta la actividad económica (fabricación e instalación de equipos, infraestructuras y construcción) 60

El consumidor se verá beneficiado de un suministro eléctrico más económico 61

Las Administraciones Públicas necesitan pasar a la acción y dar un paso decidido hacia la transición del modelo energético **62**

Establecer un marco claro y de largo plazo para la descarbonización de la economía española 62

Modificar los patrones de consumo de energía final de los consumidores, hacia el uso de vectores menos emisores y más eficiencia energética 65

Adaptar el mix de generación eléctrica, de forma que se desarrollen los mecanismos necesarios para que se instale nueva capacidad renovable y se maximice el aprovechamiento del parque de generación actual 70

Aprovechar la transición energética para aumentar la competitividad de nuestra economía, crear empleo y fomentar la actividad económica 72

Anexo 1: Descripción de los principales modelos de estimación utilizados **74**

Modelo de demanda de energía final 74

Modelo de generación eléctrica 75

Anexo 2: Metodología utilizada para el desarrollo de los escenarios **76**

Anexo 3: Hipótesis consideradas a 2030 y 2050 **77**

Contactos **78**

Objetivos

El presente informe ha sido elaborado por Monitor Deloitte con el objetivo de continuar aportando una visión analítica al debate sobre la transición energética en España. Esta transición requerirá del esfuerzo de todos los sectores de la economía, y un liderazgo de las diferentes Administraciones Públicas para guiar e impulsar los cambios necesarios que permitan cumplir con los objetivos de descarbonización asumidos por nuestro país.

En este contexto, este documento tiene los siguientes objetivos:

- Establecer distintos escenarios de evolución de la demanda de energía final y las implicaciones que tendrían cada uno de ellos.
- Entender la estructura de generación eléctrica que sería más eficiente desarrollar.
- Analizar las implicaciones que para nuestra economía tendría el proceso de descarbonización.
- Enunciar las acciones que deben ponerse en marcha para guiar la transición y realizarla del modo más eficiente posible.

Además, este documento actualiza determinada información de los informes públicos elaborados previamente por Monitor Deloitte sobre la transición energética, "Un modelo energético sostenible para España en 2050" y "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050" para considerar datos más recientes de emisiones, consumos energéticos y nuevos objetivos medioambientales.

Resumen Ejecutivo

La Unión Europea y España mantienen el objetivo de descarbonizar la economía

Los compromisos alcanzados actualmente no son suficientes para contener el incremento de la temperatura por debajo de 2ºC

A pesar del extenso apoyo internacional recibido por el Acuerdo de París (COP21), los compromisos de descarbonización adquiridos por los diferentes países no permitirán contener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2ºC, respecto a la época preindustrial, ni alcanzar la neutralidad de emisiones entre los años 2050 y 2100.

Las discusiones sobre el cambio climático y cómo abordar la transición energética continúan desde entonces. La cumbre de Bonn (COP23) se celebró en noviembre de 2017 y se discutieron las bases para avanzar en la implantación de los detalles técnicos que permitan alcanzar los objetivos establecidos en el Acuerdo de París.

La UE sigue apostando por la descarbonización de la economía y está planteándose incrementar la ambición de los objetivos establecidos

La Unión Europea sigue firme en sus objetivos de descarbonización, y está trabajando para hacerlos más ambiciosos. Por ejemplo, **se está analizando el grado de exigencia que supone el objetivo de penetración de renovables sobre energía final del 27% en 2030, y la posibilidad de incrementarlo.** Del mismo modo, se está considerando la posibilidad de incrementar el **objetivo de eficiencia energética más allá del 27% en ese mismo año.**

España también se mantiene firme en sus objetivos de descarbonización y trabaja para preparar la transición de su modelo energético

España debería emitir en el año 2050 menos de 88 $MteqCO_2$ brutas[1], lo que supone una reducción media anual de, al menos, el 4% de las emisiones GEI respecto a las emisiones de 2015 (336 $MteqCO_2$). Pese al esfuerzo que supondrá alcanzar tal nivel de reducción de emisiones, el **Gobierno español ha dejado claro que su compromiso con la descarbonización es firme**. Fruto de ello ha sido la aceptación del objetivo de reducción de emisiones en los sectores difusos del 26% a 2030, respecto a 2005 (supone unas emisiones en difusos menores a 174[2] $MteqCO_2$ en 2030, cuando en 2015 han sido de 196 $MteqCO_2$). Adicionalmente, se han celebrado subastas de nueva capacidad renovable, bajo las que se han adjudicado 8 GW, y se ha aprobado el Plan MOVALT, con medidas específicas para la reducción de emisiones del sector transporte.

La electrificación y la eficiencia energética permitirían realizar una transición eficiente y cumplir los objetivos de descarbonización

España emitió en 2015 un total de 336 $MteqCO_2$, principalmente por el consumo de productos petrolíferos en el transporte, la generación eléctrica y la industria

En el año 2015 España emitió 336 $MteqCO_2$, de las cuales 256 (76%) tuvieron su origen en usos energéticos y 80 (24%) en usos no energéticos[3], cuyo análisis no ha sido incluido en este informe. Las emisiones derivadas de usos energéticos en 2015 se debieron a productos petrolíferos (42% del total de emisiones), gas natural (17%) y carbón (17%). Desde una perspectiva de sectores de actividad, **el transporte fue el sector con mayor volumen de emisiones en 2015, seguido de la generación eléctrica, los consumos energéticos en la industria, y el sector residencial y servicios** (ver Cuadro 1).

El consumo de energía final en dicho año (80 Mtep[4]) estuvo dominado por el uso de productos petrolíferos (50%), electricidad (25%), gas natural (16%), renovables de uso final (7%) y carbón (2%). Por sectores de actividad, el transporte fue el de mayor consumo de energía final, seguido por la industria, el sector residencial y el sector servicios (ver Cuadro 2).

1. En función del año base sobre el que se aplique el objetivo (1990 o 2005) y el porcentaje de reducción de emisiones considerado (80 o 95%), el rango de emisiones sería 14-88 $MteqCO_2$
2. Objetivo estimado como una reducción del 26% de las emisiones de difusos estimadas para España en 2005 por la Agencia Europea Medioambiental
3. Usos no energéticos: sector agrícola, ganadero, usos del suelo y silvicultura, residuos y procesos industriales. El presente estudio asume la hipótesis de que se deberán realizar actuaciones para reducir (o compensar mediante sumideros) estas emisiones no energéticas, al menos, en la misma proporción que en los usos energéticos
4. Sin incluir la energía final en forma de calor

Cuadro 1: Emisiones por sector económico y combustible en 2015

(%; MteqCO$_2$)

	Transporte	Refino[1]	Residencial	Servicios	Industria	Generación eléctrica	Pesca agricultura y otros	Emisiones fugitivas de combustibles[2]	Emisiones de origen no energético	Total por combustible
Carbón	0%	0%	0%	0%	2%	15%	0%	0%	-	17% 58
Productos petrolíferos	25%	4%	3%	1%	4%	2%	3%	1%	-	42% 139
Gas natural	0%	0%	2%	2%	8%	4%	0%	0%	-	17% 59
No energético	-	-	-	-	-	-	-	-	24%	24% 80
Total por sector	25% 83	4% 12	5% 17	3% 11	14% 47	20% 68	3% 12	1% 5	24% 80	100 % 336 MteqCO$_2$

(1) Incluye refino de petróleo, transformación de combustibles sólidos y otras industrias de energía

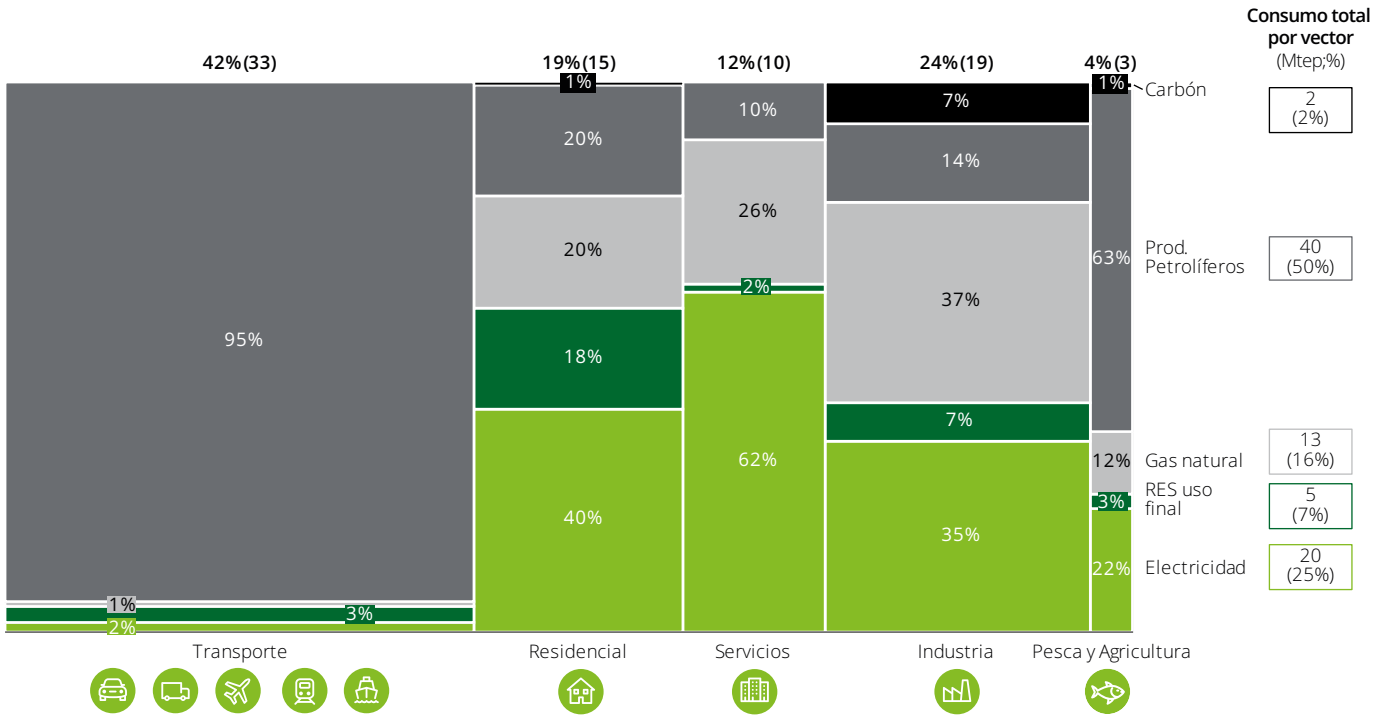
(2) Emisiones generadas en la exploración, producción, transmisión, almacenamiento y distribución de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos

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

Fuente: UNFCCC; MAPAMA; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 2: Consumo de energía final para usos energéticos por sector de actividad y vector energético en 2015

(%; Mtep)



Nota: no incluye la energía en forma de calor. Incluye la energía utilizada por los trayectos internacionales de transporte aéreo

Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

El grado de electrificación de la demanda y el grado de eficiencia energética de equipos determinarán los escenarios futuros

Para representar las posibles evoluciones del modelo energético en España se han analizado **2 incertidumbres críticas** por su gran influencia en el modelo energético y por el amplio rango en el que se pueden materializar: **el grado de electrificación de la demanda y el desarrollo de la eficiencia energética en equipos**. A partir de estas incertidumbres, se han construido 4 escenarios a futuro que describen **4 posibles evoluciones del modelo energético en el medio y largo plazo** (2030 y 2050) (ver Cuadro 3):

- **Continuista**: Este es un **mundo muy parecido a la situación actual**. Las políticas energéticas, medioambientales y fiscales no han cambiado significativamente. **El vector energético más utilizado en 2030 sigue siendo los productos petrolíferos**, el uso de electricidad no ha aumentado prácticamente su peso en el modelo energético, y el consumo de gas aumenta ligeramente. Hay cierta ganancia de eficiencia energética en el sector edificación debido a la renovación natural de los equipos.

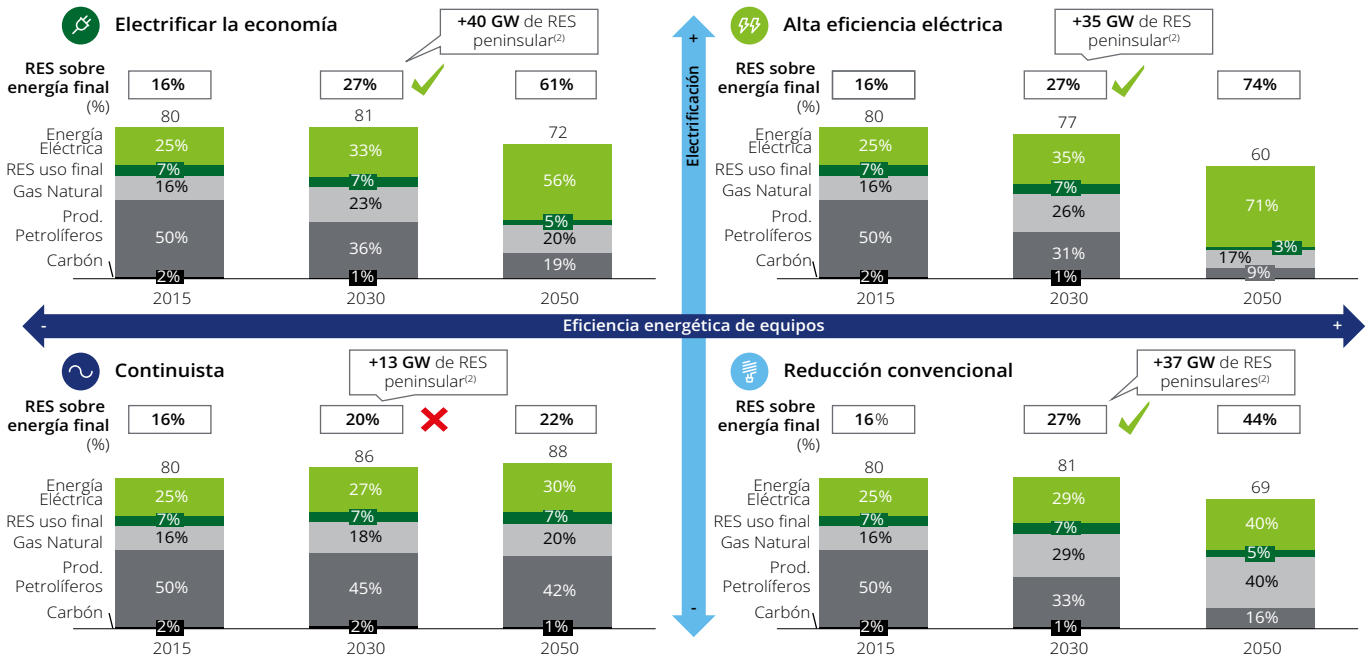
- **Electrificar la economía**: Este es **un mundo en el que se ha producido un esfuerzo muy relevante en impulsar la penetración de vehículos eléctricos** (50% de las ventas en 2030), el cambio modal del **transporte de mercancías hacia el ferrocarril eléctrico** (20% de las t-km totales transportadas en 2030[5]) y una **electrificación de los consumos en edificación**. El gas natural crece fundamentalmente en el transporte pesado y la industria. Los esfuerzos en rehabilitaciones del sector edificación, y de los fabricantes de vehículos en reducir las emisiones de los nuevos vehículos[6], son similares a los observados en el escenario *Continuista*.

- **Reducción convencional**: Este es un **mundo en el que el esfuerzo se ha enfocado en el desarrollo de la eficiencia energética**. En el sector transporte mediante la reducción de las emisiones (y el consumo) de los nuevos vehículos de combustión interna. **En el sector edificación se ha apostado por las rehabilitaciones de edificios** (por ejemplo, se ha multiplicado por 8 el ritmo de rehabilitaciones anuales en el sector residencial). **El gas natural es el vector energético con mayor desarrollo,** fundamentalmente por el incremento de su uso en el transporte pesado, la industria y la edificación.

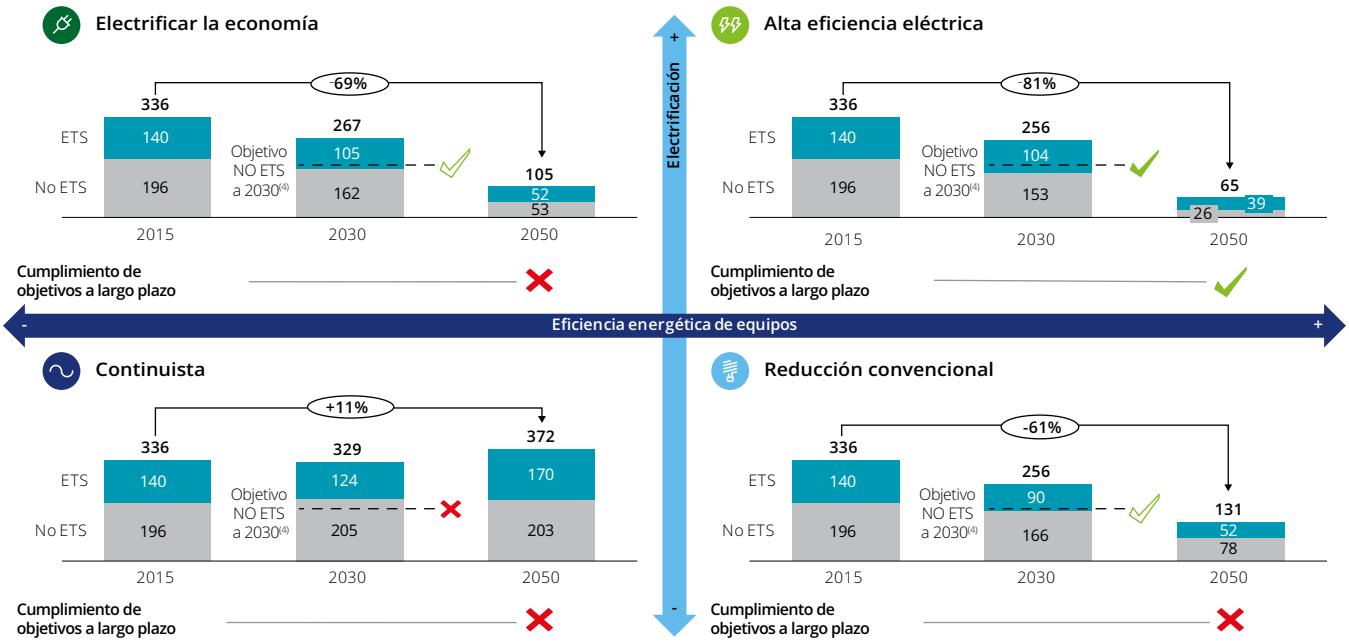
- **Alta eficiencia eléctrica**: Este es un **mundo en el que se impulsa todas las palancas posibles para la descarbonización con la vista puesta en 2030 y 2050**. Se ha producido una penetración relevante del vehículo eléctrico a 2030 (60% de ventas) y de la **electrificación de la demanda en todos los sectores de la economía.** El gas natural, junto con la electricidad, son los vectores energéticos que más crecen en la transición. La eficiencia energética de equipos también se ha potenciado, se alcanza un nivel de rehabilitaciones anuales de edificios 4 veces superior al histórico (inferior al escenario *Reducción convencional*), y una relevante ganancia de eficiencia en los vehículos convencionales.

5. 2015: ~5%
6. Pese a reducirse las emisiones de los nuevos vehículos convencionales en igual proporción que en el escenario *Continuista*, en este escenario se cumple con los objetivos del *Clean Mobility Package* de emisiones del nuevo parque de vehículos a 2030, debido al efecto de las ventas de vehículos eléctricos

Cuadro 3: Energía final[1] por vector en los escenarios analizados y porcentaje de renovable sobre la energía final
(Mtep; %)



Emisiones GEI de sectores ETS y NO ETS[3] en los escenarios analizados
($MteqCO_2$)



(1) Energía final para usos energéticos sin incluir calor. Incluye la energía derivada de la aviación internacional

(2) Se refiere a nueva potencia de generación eléctrica renovable. Incluye generación de eólica, fotovoltaica centralizada y distribuida, hidráulica y biomasa

(3) Los sectores NO ETS son los sectores difusos, y los ETS son aquellos que se encuentran dentro del marco de los derechos de emisión de GEI (principalmente generación eléctrica e industria). No incluye transporte marítimo ni aéreo internacional

(4) 174 $MteqCO_2$

Nota: considera el mismo crecimiento de PIB para los cuatro escenarios: 1,5% anual de media entre 2015 y 2050

Nota: se asume la hipótesis de que las emisiones no energéticas deberán realizar actuaciones para reducir (o compensar mediante sumideros) sus emisiones, al menos, en la misma proporción que en los usos energéticos

Fuente: IDAE; MAPAMA; análisis Monitor Deloitte

Adicionalmente, se ha analizado una evolución del escenario *Alta eficiencia eléctrica*, en el que se ha incrementado la penetración renovable sobre energía final al límite. En este escenario, ***Alta eficiencia eléctrica 33%***, se instala la **máxima capacidad de nueva generación renovable** que el sistema eléctrico podría gestionar[7], sin modificar la demanda de energía final: **58 GW de nueva potencia de generación renovable peninsular**, para conseguir un 33% de renovables sobre energía final.

En los escenarios con una elevada electrificación, ***Alta eficiencia eléctrica y Electrificar la economía*, la demanda eléctrica peninsular a 2030 alcanzaría un valor de ~330 TWh** (equivalente a un crecimiento anual de la demanda eléctrica del ~2% a 2030), mientras que los escenarios *Reducción convencional* y *Continuista* alcanzan ~295 TWh (incremento anual del ~1%). **En todos los escenarios, el gas natural incrementa su peso en la demanda de energía final**, respecto a su situación en 2015. A 2030, un 29% en el escenario de *Reducción convencional*, 26% en el de *Alta eficiencia eléctrica* o un 23% en el de *Electrificar la economía*, frente a un 16% en 2015.

Los sectores clave son el transporte y la edificación; sin embargo, la industria podría tener un papel más relevante si se acompaña de las medidas adecuadas

Los sectores que soportan la mayoría de las actuaciones de descarbonización son el transporte y la edificación: consumen el 72% de la energía final en 2015, cuentan ya con tecnologías que permiten su descarbonización y han experimentado en los últimos años una menor reducción de las emisiones[8]. **El sector industrial debe eliminar en el largo plazo el consumo de carbón y derivados del petróleo**, sustituyendo estos consumos por gas natural o electricidad, cuando esta última sea posible, y seguir desarrollando actuaciones de eficiencia energética en sus procesos, tal y como ha venido haciendo los últimos años. Todo ello debería **realizarse teniendo especial atención a los riesgos de deslocalización y de pérdida de competitividad** que pueden derivar de este proceso.

Electrificar de manera más acelerada el consumo del sector industrial (por ejemplo, mediante una modificación en la tarifa eléctrica, que permitiese a este vector energético ser más competitivo) posibilitaría reducir aún más las emisiones en este sector, y rebajar los objetivos aplicados en otros sectores, donde la toma de decisiones por parte de los consumidores puede ser más lenta e incierta.

Todos los escenarios excepto el *Continuista* permitirían cumplir a 2030; solo el escenario de *Alta eficiencia eléctrica* permite asegurar el cumplimiento a 2050

El escenario *Alta eficiencia eléctrica* es el único que cumple con los 3 principales objetivos de descarbonización analizados (27% de renovables sobre energía final, reducción de emisiones en sectores difusos en 2030 y reducción de emisiones totales a 2050) y requiere la instalación de menor capacidad renovable a 2030[9]. Los escenarios ***Electrificar la economía* y *Reducción convencional* cumplen con los objetivos a 2030**, si bien presentarían un **estrecho margen de cumplimiento del objetivo de sectores difusos**, mientras que el escenario ***Continuista* no permitiría cumplir ninguno de ellos**.

Los objetivos y compromisos actuales no permiten alcanzar una reducción del incremento de temperatura por debajo de 2ºC, por lo que es probable que sean revisados con una mayor ambición. **El escenario *Alta eficiencia eléctrica* es el que mejor prepara al modelo energético español ante la posibilidad de que se establezcan objetivos de descarbonización más ambiciosos a 2030**, lo que no es descartable, vista la insuficiencia de los objetivos actuales para alcanzar las metas de la COP21.

- Si el objetivo de eficiencia energética pasara del actual 27% al 40%, la energía final máxima que se debería consumir en España en 2030 sería de 75 Mtep. Ninguno de los escenarios analizados en este documento permitiría cumplir con este objetivo, pero el escenario *Alta eficiencia eléctrica* es el que más se acercaría, ya que es aquel que implica un menor consumo de energía final (77 Mtep en 2030).

- Si el objetivo de energía renovable sobre energía final a 2030 pasara del 27% actual al 35%, tal y como se está discutiendo en la Unión Europea, el escenario *Alta eficiencia eléctrica 33%* facilitaría conseguir el nuevo objetivo mediante una mayor electrificación del modelo energético en 2030 (2 puntos

7. A efectos ilustrativos, se ha asumido que el límite de energía renovable es un 70% de la generación total

8. Desde el año 1990, las emisiones del sector transporte han aumentado un 40 %, y las de la edificación un 60%. El sector industrial ha reducido sus emisiones en un 9% en el mismo periodo

9. El escenario *Alta eficiencia eléctrica* supone un menor esfuerzo inversor, y menores riesgos técnicos en la operación del sistema eléctrico ya que requiere la instalación de 35 GW de nueva potencia renovable peninsular, mientras los escenarios *Reducción convencional* y *Electrificar la economía* requieren 37 y 40 GW respectivamente

porcentuales), y una mayor instalación de nueva capacidad renovable peninsular (12 GW adicionales, respecto a la ya considerada en este escenario).

A 2050, alcanzar los objetivos de descarbonización en otros escenarios diferentes al de *Alta eficiencia eléctrica* no parece viable
Los escenarios ***Reducción convencional*** **y** ***Electrificar la economía*** **presentarían a 2050 unas emisiones de 131 y 105 MteqCO_2**, respectivamente, y **no permitirían el cumplimiento** del objetivo de reducción de emisiones totales para dicho año (menos de 88 MteqCO_2). Para cumplir bajo estos escenarios **sería necesario desarrollar, a partir de 2030, un cambio acelerado en la demanda final, lo que presentaría varios riesgos**: (i) posibilidad de generar costes hundidos por inversiones en activos infrautilizados (por ejemplo, fábricas de vehículos convencionales), y (ii) extra-costes para el consumidor final (por ejemplo, por la necesidad de aumentar la inversión en renovables o almacenamiento para alcanzar una mayor descarbonización).

Otra posibilidad sería apoyarse en actuaciones como aumentar entre un 60-100% los sumideros existentes en España[10], desarrollar instalaciones de secuestro y captura de CO_2 para 17-43 MteqCO_2 al año o realizar **esfuerzos mucho mayores en el transporte o la edificación**, las cuales tienen relevantes incertidumbres sobre su viabilidad.

Para una transición eficiente del mix de generación se debe apostar por tecnologías maduras y aprovechar el parque actual hasta que se desarrollen nuevas tecnologías firmes libres de emisiones

Es necesario mantener la mayor cantidad posible de opciones abiertas porque existen incertidumbres que condicionan la evolución del mix
Para el año 2050, el mix de generación eléctrica debería ser prácticamente 100% libre de emisiones. Considerando este punto de llegada, la cuestión fundamental a resolver en la transición es cómo desarrollar este cambio desde el mix de generación actual.

Existe una serie de incertidumbres que tienen una elevada influencia en la definición del mix óptimo de generación, en el medio plazo (2030), tales como el ritmo real de crecimiento de la demanda, cuándo estarán disponibles las tecnologías de almacenamiento a gran escala, qué tecnologías renovables aportarán una mayor cobertura de la demanda, o cómo serán las necesidades de operación de un sistema eléctrico con mucha mayor demanda e intermitencia de la generación. Por lo tanto, **las políticas que se desarrollen sobre el mix de generación necesitan mantener la mayor cantidad de opciones abiertas** para, en función de la evolución de las diferentes tecnologías, tomar las decisiones más eficientes en el momento adecuado.

Las políticas sobre el mix de generación requieren mantener todas las opciones abiertas, mientras las nuevas tecnologías alcanzan la madurez necesaria. En los escenarios analizados todo el parque instalado puede ser necesario para evitar inversiones adicionales.

Las baterías eléctricas no se espera que tengan madurez suficiente para prestar servicios de respaldo al sistema eléctrico de manera masiva antes de 2030
Las tecnologías de almacenamiento de energía han experimentado, en los últimos años, importantes reducciones de costes y mejoras de prestaciones. Únicamente la tecnología de bombeo aporta actualmente capacidad de respaldo en algunos sistemas eléctricos. A nivel mundial están instalados unos 170 GW de capacidad de esta tecnología, mientras el resto de tecnologías de almacenamiento (baterías electroquímicas, sistemas electrónicos, almacenamiento químico, etc.) siguen teniendo un menor peso (~4 GW), incluso algunas de estas tecnologías, como el *Power-to-Gas,* se encuentran aún en un estado experimental.

10. Por ejemplo, desarrollando determinadas actividades de uso del suelo, o cambios de uso del suelo, que permiten capturar el CO_2 presente en la atmósfera y su almacenamiento posterior en forma de materia vegetal

A día de hoy el **almacenamiento electroquímico en los países con mayor capacidad instalada**, como Estados Unidos, Japón o Australia, **está siendo desplegado para aplicaciones puntuales,** gracias al impulso por parte de los reguladores **mediante incentivos económicos (fiscales, subvenciones directas) o medidas de mandato y control (objetivos para las compañías eléctricas)**.

A 2030, pese a la importante reducción de costes que se estima, **no parece que el almacenamiento vaya a convertirse en una tecnología plenamente competitiva en términos de coste relativo frente a las convencionales** (50-100% más de coste en aquellas tecnologías de baterías electroquímicas más económicas). Además, el almacenamiento podría llegar a resolver las necesidades de seguridad de suministro en el corto plazo (segundos, horas, días), pero difícilmente podrá resolver las necesidades de largo plazo (semanas, meses), que requerirían almacenar la energía en los meses de menor demanda y mayor producción renovable, o un sistema de generación (sobre)dimensionado para el máximo absoluto de demanda. En el primer caso, no existe una tecnología de almacenamiento económicamente viable que solucione este problema. En el segundo caso, la solución tendría un coste económico muy alto para el consumidor.

A pesar de la inmadurez actual, los proyectos de almacenamiento en desarrollo, el nivel de inversión de organizaciones públicas y privadas y su evolución tecnológica indican un futuro prometedor. Los sistemas de bombeo podrían incrementar su rol en la transición (para sustituir el respaldo de las primeras plantas convencionales que lleguen al final de su vida útil), y a 2030, las tecnologías *Power-to-Gas* podrían utilizarse para el almacenamiento de largo plazo. **Ante la incertidumbre de cuándo el almacenamiento puede ser una alternativa y en qué volumen, es eficiente mantener tecnologías térmicas convencionales de respaldo que ya están instaladas en el sistema,** y que deberían ir desapareciendo a medida que ese almacenamiento estuviera disponible.

La tecnología de captura y secuestro de carbono no es actualmente una solución viable a gran escala

La tecnología de captura y secuestro de CO_2 ha aparecido en las últimas décadas como una gran oportunidad para la descarbonización. Sin embargo, esta tecnología tiene limitaciones en su aplicación, que implican que su uso durante la transición será muy limitado: (i) su aplicación se centra en grandes instalaciones emisoras, lo que no resuelve que una gran mayoría de las emisiones que se realizan no proviene de este tipo de instalaciones (por ejemplo, transporte, edificación), (ii) requiere de emplazamientos que reúnan características geológicas adecuadas, lo que genera incertidumbres sobre su disponibilidad y viabilidad técnica y económica, y (iii) el coste de esta tecnología es aún demasiado elevado, incluso para el desarrollo de proyectos piloto (en Europa, se han cancelado todos los proyectos de este tipo, excepto dos en Noruega, que no suponen más de 2 MteqCO_2 de almacenamiento al año).

Las tecnologías renovables con mayor madurez seguirán siendo no gestionables (solar fotovoltaica y eólica)

La instalación de plantas de generación eólica terrestre y fotovoltaica, para cubrir la electrificación de la demanda en la transición y permitir el cumplimiento del objetivo de renovables sobre energía final de 2030, **es la solución más eficiente**, debido a su mayor grado de madurez (económica) y disponibilidad de recurso/emplazamiento, respecto a otras tecnologías renovables.

Sin embargo, **estas tecnologías siguen presentando retos importantes para su integración de modo masivo en el sistema eléctrico**: no se puede gestionar su producción y no aportan la misma capacidad de regulación y control que la generación térmica convencional. Por lo tanto, el nivel máximo de penetración de estas tecnologías durante la transición estará supeditado a su impacto en la operación técnica del sistema, y éste **seguirá requiriendo capacidad firme de respaldo**.

El potencial del autoconsumo en la transición ha de aprovecharse bajo modelos de desarrollo eficientes

En España, dada la irradiación solar superior a la de otros países europeos, estas instalaciones podrían **jugar un papel relevante en la transición**. Sin embargo, hay **diferencias entre la situación de España y la de otros mercados donde este modelo ha tenido una mayor penetración**, como California o Australia: la elevada renta disponible de los ciudadanos o el porcentaje de hogares en viviendas unifamiliares. También hay que tener en cuenta los incentivos económicos bajo los que se han desarrollado, como

subvenciones o esquemas de balance neto, no siempre eficientes. **La mayor parte de la generación renovable que se instale en España seguirá siendo centralizada.**

Se deberían definir modelos eficientes para desarrollar el autoconsumo como palanca de descarbonización. Será necesario que se permita el libre acceso y sin penalizaciones a esta forma de producción de energía, pero bajo señales de precio adecuadas, tanto en coste de la energía consumida de la red, como en la remuneración de los excedentes de energía vertidos a la red.

Todas las tecnologías de generación convencional instaladas son necesarias para hacer frente a las incertidumbres y asegurar una transición eficiente

Mantener en el mix las plantas de generación convencional ya instaladas permitiría:

- **Garantizar la seguridad de suministro**, ya que **un sistema eléctrico basado exclusivamente en generación renovable no parece viable en los próximos 10-15 años,** dado que el almacenamiento no será una solución masiva.

- **Los expertos cifran un mínimo necesario de ~10-15 GW de generación síncrona con tecnología convencional** (carbón, nuclear, gas natural, hidráulica) para el control de tensión y frecuencia del sistema eléctrico, valor que podría aumentar en el futuro debido a la mayor penetración de generación renovable no gestionable, y a la mayor electrificación de la demanda.

- **Las interconexiones no pueden garantizar por sí mismas la seguridad de suministro**, ya que, **si bien pueden actuar en momentos puntuales**, dependen de la operación del sistema eléctrico de otro país, que además debe presentar una correlación limitada de eventos climatológicos (por ejemplo, para la provisión de respaldo a renovables) respecto al sistema español. A 2030 se ha asumido que la capacidad de interconexión internacional sería de 14 GW, de los cuales 8 GW serían con Francia (que, a efectos

de proveer respaldo a renovables al sistema español, presentaría una menor correlación de eventos climatológicos que Portugal). Estos 8 GW representan un 15% de la punta de la demanda de ese año.

- **Evitar inversiones adicionales en respaldo** y mantener el coste de generación en niveles admisibles para los consumidores finales:

  – **El previsible[11] cierre de todo el carbón nacional en 2020** implicaría, en escenarios de alta electrificación, la necesidad de **invertir en 2 GW de nuevas centrales térmicas en el horizonte 2025** (~800 millones de euros).

  – Adicionalmente, **el cierre de las centrales de carbón importado para el año 2030, en los escenarios de alta electrificación, incrementaría las necesidades de respaldo en 8 GW** (~3.000 millones de euros) adicionales a los 2 GW necesarios en 2025, que en el caso de que fuesen centrales térmicas tendrían una utilización muy reducida.

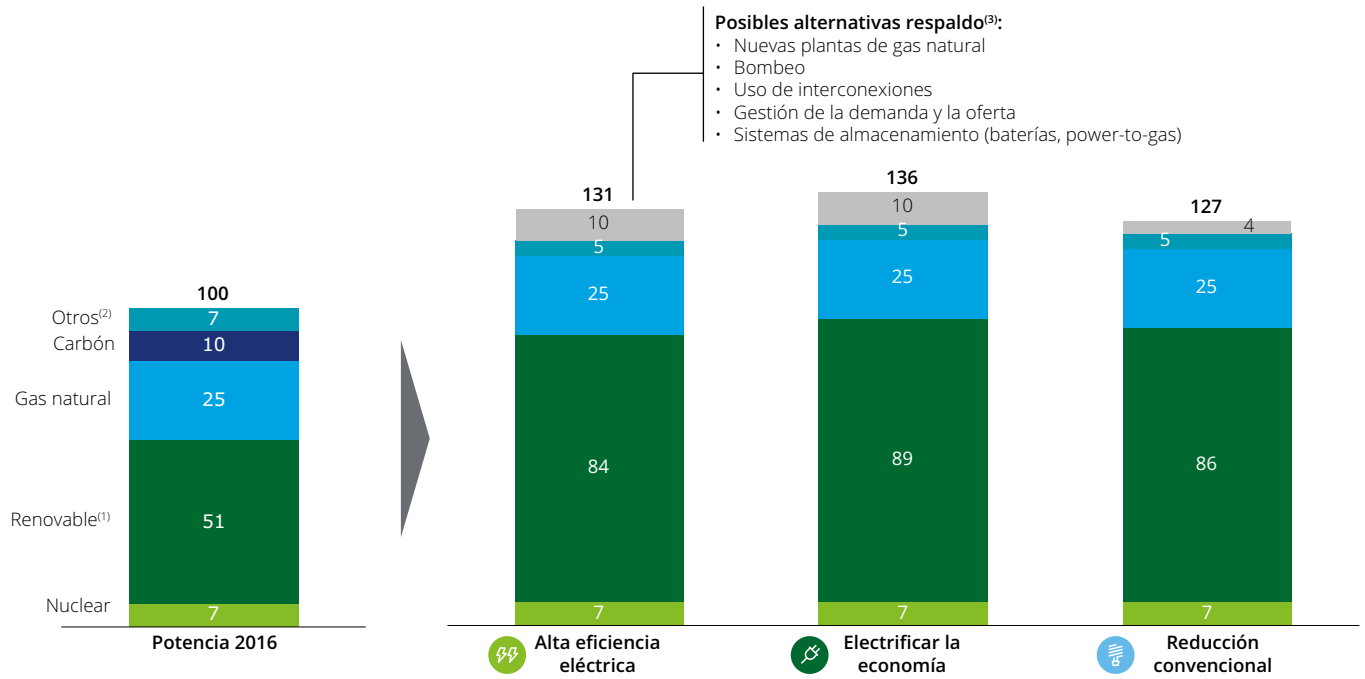
  – **El cierre de las centrales nucleares (no extensión de su vida operativa)** podría suponer un **incremento en el coste completo de generación de hasta 7 €/MWh a 2030**, y unas necesidades de inversión en nuevas centrales de respaldo de 8 GW (~3.000 millones de euros).

- **Contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales: se abatirían ~370 MteqCO$_2$ hasta 2050**, el equivalente a la emisión de todo el país en 1 año, en caso de extender la vida operativa de las centrales nucleares.

Los escenarios de demanda analizados requieren 35-40 GW de nueva potencia renovable y 10 GW de respaldo adicional en 2030

En los diferentes escenarios analizados[12], en el año 2030 debería haber instalado en el sistema peninsular entre 84 y 89 GW de capacidad renovable (ver Cuadro 4), frente a los ~50 GW actuales, para cumplir el objetivo del peso de renovables en la demanda final del 27%. Este incremento se traduce en la **necesidad de instalar entre 35 y 40 GW de nueva potencia renovable**, considerando la repotenciación de ~2 GW de potencia renovable.

Cuadro 4: Parque de generación peninsular a 2030 en los escenarios analizados
(GW)



(1) Incluye generación hidráulica y bombeo, eólica, solar centralizada y descentralizada y térmica renovable. Se considera una retirada acumulada de potencia renovable de 2 GW hasta 2030, y la utilización de estos emplazamientos para repotenciación

(2) Incluye cogeneración y otros. A partir de 2017 se considera el cierre de 2,4 GW de cogeneración

(3) La capacidad representada de potencia de respaldo se ha calculado considerando que el respaldo es aportado por CCGTs

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

11. A día de hoy ninguna de las centrales de carbón nacional tiene planteadas las inversiones DEI y por tanto tendrían que cerrar en 2020
12. No incluye el escenario *Continuista*

Cuadro 5: Resumen de inversiones por escenario
(miles de M€)

	Inversiones según horizonte temporal			Inversiones totales (2017 – 2050) según tipo				Importaciones energéticas[5]	Importaciones energéticas[5] + Inversiones
						Inversión particular[3]			
	2017-2030	2031-2050	2017-2050	Inversión privada[1]	Inversión pública[2]	Total	Inversión directa por hogar[4] (€)	2017-2050	2017-2050
Alta eficiencia eléctrica	180	330	510	380	30	100	5.800	620	1.130
Electrificar la economía	160	240	400	340	25	35	2.030	700	1.100
Reducción convencional	220	330	550	350	20	180	10.450	690	1.240
Continuista	80	120	200	165	5	30	1.740	1.000	1.200

(1) Incluye las inversiones correspondientes a la industria, el sector servicios de propiedad privada (85% del total del sector servicios), al vehículo de mercancías ligeras, al transporte de mercancías pesadas por carretera, a la infraestructura de recarga y al transporte marítimo

(2) Incluye las inversiones correspondientes al sector servicios de propiedad pública (15% de la superficie del sector servicios) y al ferrocarril de mercancías

(3) Incluye las inversiones correspondientes al sector residencial y la inversión en turismos e infraestructura de recarga particular

(4) Calculado como el cociente entre el total de la inversión particular y el número total de hogares (~17 millones)

(5) Hipótesis precios: 60 $_{2017}$/bbl petróleo, 20 €$_{2017}$/MWh gas natural, 100 $_{2017}$/t carbón

Fuente: análisis Monitor Deloitte

La nueva capacidad de generación renovable deberá **repartirse de forma equilibrada entre eólica terrestre y fotovoltaica[13], ya que en ambos casos la curva de desarrollo tecnológica (y reducción de costes) es prometedora**. Además, el diferente perfil de producción de ambas tecnologías permite diversificar la producción y mitiga el hecho de que ninguna de ellas es gestionable.

La capacidad de respaldo necesaria a instalar para cubrir la punta de demanda a 2030, sería de ~10 GW[14], en los escenarios con mayor electrificación. Si en este horizonte de tiempo se desarrollan otras tecnologías que proporcionen esta capacidad, como nuevos sistemas de gestión de la demanda y/o sistemas de almacenamiento, podría evitarse que este respaldo tenga que ser prestado por nuevas centrales térmicas convencionales.

El mantenimiento de generación térmica y nuclear no es una restricción para la entrada de nueva generación renovable. En el escenario de *Alta eficiencia eléctrica*, los vertidos reales, considerando el uso de las centrales de bombeo, serían prácticamente nulos.

La transición fomenta la actividad económica, y reduce las importaciones energéticas y el precio del vector con mayor peso en la demanda, la electricidad

La transición del modelo energético necesita de inversiones que podrían ser hasta 310 mil millones de € superiores a las del escenario *Continuista* hasta 2050

Cada uno de los escenarios analizados en este estudio requiere un esfuerzo inversor diferente, vinculado a las actuaciones estimadas en cada uno de ellos, tanto a su tipología como a su grado penetración (ver Cuadro 5). **Hasta 2030, el escenario *Continuista* requeriría unas inversiones acumuladas de 80 mil millones de € y el escenario de *Alta eficiencia eléctrica* requiere 180 mil millones de €**, es decir, 100 mil millones de € adicionales. **Hasta 2050, el escenario *Continuista* requiere 200 mil millones de € y el de *Alta eficiencia eléctrica* 510 mil millones de €**, es decir, 310 mil millones de € adicionales.

El escenario de *Alta eficiencia eléctrica* requiere menos inversiones que el de *Reducción convencional* (que además no permite cumplir los objetivos a 2050), y tiene un reparto de la inversión directa[15] más

13. A efectos ilustrativos de este estudio, la mayoría de la nueva generación fotovoltaica se ha considerado centralizada
14. Asume que en 2030 todas las centrales de carbón están cerradas y se ha extendido la licencia de operación de las centrales nucleares
15. Por inversión directa se refiere a la inversión que tendría que pagar directamente cada uno de los agentes sociales. A largo plazo todo es pagado por el consumidor de una u otra manera: vía tarifa eléctrica, impuestos u otros mecanismos

equilibrado entre sectores económicos (hogares vs. sector privado vs. sector público) que el de *Electrificar la economía* (que recordemos que tampoco cumplía el objetivo de reducción de emisiones a 2050).

No obstante, considerando la reducción de las importaciones energéticas, un escenario de transición energética es más barato que el escenario *Continuista*

El cambio a una generación fundamentalmente renovable, sin costes variables de combustibles, y las ganancias de eficiencia energética de los equipos reducirían de forma significativa el volumen de importaciones de combustibles fósiles, en especial en el periodo 2030-2050. Si consideramos de manera conjunta las inversiones acumuladas y las importaciones acumuladas en cada escenario, **los escenarios con alto nivel de electrificación (*Electrificar la economía* y *Alta eficiencia eléctrica*) permiten compensar las inversiones necesarias con un menor gasto corriente en importaciones energéticas[16], respecto al escenario *Continuista*** (ver Cuadro 6).

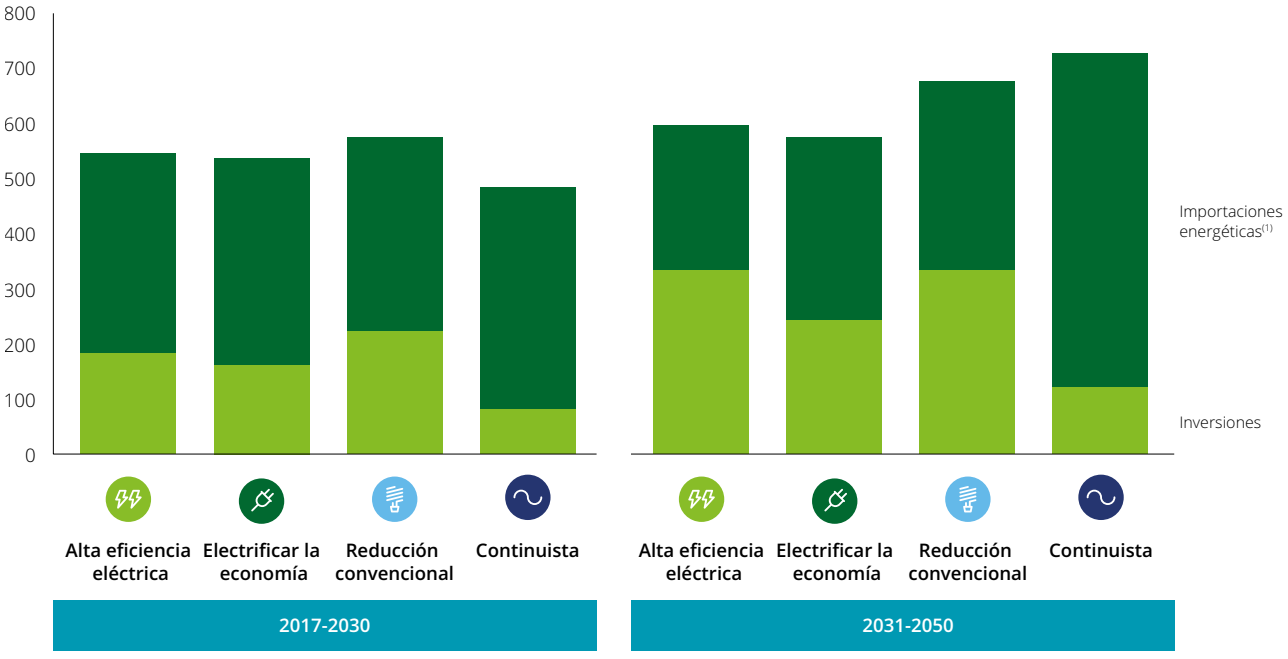
La transición del modelo energético fomenta la actividad económica (fabricación e instalación de equipos, infraestructuras y construcción)

El escenario que permite asegurar el **cumplimiento de todos los objetivos de descarbonización analizados** (*Alta eficiencia eléctrica*), permitiría fomentar una **mayor actividad económica que en un escenario *Continuista***. El escenario de *Alta eficiencia eléctrica* tendría un mayor esfuerzo inversor en los siguientes sectores:

- **110 mil millones en el sector de edificación**, fundamentalmente actuaciones de rehabilitación de edificios y eficiencia energética.
- **105 mil millones en centrales de generación renovable y de respaldo**, fundamentalmente en equipos y construcción.
- **45 mil millones en transporte**, fundamentalmente en infraestructuras ferroviarias y apoyo en los primeros 5-7 años de adopción a la compra de vehículos eléctricos.
- **40 mil millones en redes de electricidad y gas natural**.
- **10 mil millones en adaptaciones** para mejorar la eficiencia energética y la reducción de emisiones en la **industria**.

Cabe destacar la actividad económica que se generaría con las **inversiones asociadas a redes energéticas, movilidad, edificación, etc**. en sectores con alto impacto en la **generación de actividad económica y empleo en nuestro país. El sector energético, o de**

Cuadro 6: Inversiones e importaciones energéticas acumuladas en los escenarios analizados
(miles de M€$_{2017}$)



(1) Hipótesis precios: 60 $\$_{2017}$/bbl petróleo, 20 $€_{2017}$/MWh gas natural, 100 $\$_{2017}$/t carbón

Fuente: análisis Monitor Deloitte

1. Hipótesis de precios para la estimación de importaciones: 60 $\$_{2017}$/bbl petróleo, 20 $€_{2017}$/MWh gas natural, 100 $\$_{2017}$/t carbón

fabricación de vehículos, son sectores con un peso relevante en la economía, y creadores de empleo cualificado y actividad en otros sectores, por ello estas inversiones tendrían un impacto relevante en la economía española.

El consumidor se verá beneficiado de un suministro eléctrico más económico

Estas inversiones permitirán relevantes reducciones en la tarifa eléctrica para los consumidores finales, tanto en 2030 como en 2050, derivadas fundamentalmente de la dilución de los costes fijos del sistema eléctrico entre una demanda eléctrica muy superior a la actual. La tarifa eléctrica en 2030 en este escenario sería un 30-35% inferior a la tarifa media actual (~130 €/MWh en 2015 vs. 85-90 €/MWh en 2030), mientras que a 2050 dicha reducción sería casi del 50-55% (60-65 €/MWh).

Las Administraciones Públicas necesitan pasar a la acción y dar un paso decidido hacia la transición del modelo energético

La transición requiere medidas que actúen en cuatro aspectos del modelo energético español: (i) establecer un marco claro y de largo plazo para la descarbonización de la economía española, (ii) modificar los patrones y modos de consumo de energía final de los consumidores, (iii) adaptar el mix de generación eléctrica, de forma que se desarrollen los mecanismos necesarios para que se instale nueva capacidad renovable, y se maximice el aprovechamiento del parque de generación actual, y (iv) aprovechar la transición energética para aumentar la competitividad de nuestra economía, crear empleo y fomentar la actividad económica.

Establecer un marco claro y de largo plazo para la descarbonización de la economía española:

- **Recomendación 1**: Desarrollar una **visión integrada del modelo energético español en la transición** y **planes específicos para cada sector** de oferta y demanda, que permitan definir una estrategia a largo plazo y provocar los cambios estructurales necesarios.

- **Recomendación 2**: Definir un **modelo de gobernanza** para España que responda a los requerimientos de las políticas de lucha contra el cambio climático, a nivel nacional (definición, coordinación, puesta en marcha, ejecución y seguimiento de los propios planes nacionales) y europeo (requerimientos de información y supervisión).

- **Recomendación 3**: Fijar un **objetivo vinculante de reducción de emisiones para la economía española en el horizonte 2050**. Este objetivo deberá tener en cuenta el potencial de descarbonización de la economía española, las soluciones tecnológicas disponibles en la transición y la necesidad de garantizar la competitividad de la economía. Este objetivo debería definirse antes del final de 2018, y estar alineado con los objetivos planteados por la Unión Europea.

- **Recomendación 4**: Desarrollar una **nueva fiscalidad medioambiental** que permita asignar a cada uno de los vectores energéticos una señal efectiva del coste de las emisiones (y otros impactos medioambientales) asociadas a su consumo. Esta medida daría una señal económica efectiva para que las decisiones de consumo energético e inversiones de los diferentes agentes se realizaran bajo criterios de descarbonización.

Modificar los patrones de consumo de energía final de los consumidores, hacia el uso de vectores menos emisores y más eficiencia energética, requeriría:

- **Recomendación 5: Fomentar la sostenibilidad en el transporte**, tanto de pasajeros como de mercancías. En el transporte ligero, las principales actuaciones deberían centrarse en incentivar la movilidad eléctrica, mientras que, en el transporte de mercancías, los esfuerzos deberían estar enfocados en conseguir un cambio modal a ferrocarril de mercancías y al uso del gas natural vehicular en el transporte por carretera y marítimo. Estas actuaciones, deberían incluir objetivos de:

  - **Penetración del vehículo eléctrico**: (i) a corto plazo (250.000 vehículos eléctricos a 2020, o 6% de las ventas anuales), y (ii) a medio plazo (**5-6 millones de vehículos eléctricos a 2030,** o 60% de las ventas anuales).

  - **Infraestructura de recarga** para vehículo eléctrico hasta alcanzar: (i) postes en **vía pública:** 4.000 postes en 2020, 50.000 en 2025 y 95.000 en 2030, y (ii) **electrolineras:** 10.000 en 2020, 40.000 en 2025 y 50.000 en 2030.

  - **Despliegue de autobuses urbanos eléctricos**: que el 100% de los nuevos autobuses urbanos, de las principales ciudades españolas sean eléctricos para el año 2030.

  - **Cambio modal a ferrocarril eléctrico** del 15% de mercancías transportadas en 2030, hasta llegar al 20% de las mercancías transportadas en ese año en España.

  - **Desarrollo del gas natural en el transporte de mercancías** por carretera y en el **transporte marítimo**.

- **Recomendación 6**: Fomentar la **sustitución de equipos convencionales por tecnologías más eficientes** y las actuaciones de eficiencia energética y conservación en **el sector residencial y servicios**. La sustitución de equipos tendrá que ir acompañada de planes de rehabilitación de edificios, en función de su uso residencial o como servicios, con una estimación de las actuaciones a desplegar, incluyendo aquellas que permitan mejorar la eficiencia energética de los inmuebles.

- **Recomendación 7**: Promover el **cambio de vector energético (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria**. Será fundamental el desarrollo de un estudio sectorial del impacto de la transición en la industria, que identifique aquellos subsectores y procesos con mayor potencial de descarbonización mientras se garantiza la competitividad del sector.

- **Recomendación 8**: Anticipar el **desarrollo de medidas alternativas que compensen la potencial desviación frente al cumplimiento de los objetivos descritos** anteriormente, si por cualquier circunstancia (por ejemplo, política energética, tendencias de consumo, nuevos desarrollos tecnológicos) no fuese posible o realista alcanzarlos.

- **Recomendación 9**: **Modificar la tarifa eléctrica** para convertirla en una señal de precio eficiente que permita la electrificación del modelo energético, al incrementar su competitividad frente a otros vectores energéticos más emisores.

Adaptar el mix de generación eléctrica, de forma que se desarrollen los mecanismos necesarios para que se **instale nueva capacidad renovable y se maximice el aprovechamiento del parque de generación actual:**

- **Recomendación 10**: Establecer un **marco razonable de planificación a medio-largo plazo,** que oriente la instalación de generación renovable y evolución de la capacidad de respaldo necesaria para cubrir el crecimiento de la demanda.

- **Recomendación 11**: **Definir mecanismos y calendarios de desarrollo de renovables que permitan atraer las inversiones necesarias** para alcanzar los objetivos establecidos, por ejemplo, mediante subastas de renovables. Este sistema debe asegurar una rentabilidad mínima de la inversión para los promotores de la nueva capacidad, pero basándose en mecanismos de mercado.

- **Recomendación 12**: **Extender la autorización de operación de las centrales nucleares** 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,** de forma que se promueva la modernización,

digitalización y automatización de éstas, se optimicen las inversiones necesarias y se desarrolle una regulación estable y que permita obtener una rentabilidad razonable sobre los capitales invertidos.

- **Recomendación 14**: Complementar el mercado mayorista eléctrico con **mecanismos de capacidad basados en esquemas de mercado**. Estos mecanismos son la clave para guiar de modo eficiente la transición de la generación térmica actual hacia nuevas tecnologías firmes no emisoras, a medida que vayan alcanzando la madurez.

Aprovechar la transición energética para **aumentar la competitividad de nuestra economía, crear empleo y fomentar la actividad económica:**

- **Recomendación 15:** Establecer una estrategia para la **transformación de la industria de fabricación de vehículos convencionales y sus industrias auxiliares** que permita impulsar la materialización temprana de las oportunidades que puede suponer la movilidad eléctrica a la industria automovilística española, de enorme relevancia en nuestra economía.

- **Recomendación 16:** Establecer una **estrategia para atraer inversiones relacionadas con la transformación de la movilidad**, para crear polos industriales de fabricación de equipos (por ejemplo, baterías, componentes, ensamblado de modelos eléctricos) y fomentar nuevos servicios (servicios de movilidad compartida) que pueda capitalizar dicha transformación en España.

- **Recomendación 17**: Definir un **plan de fomento para el sector de la construcción y rehabilitación sostenible**. Este plan ha de fomentar la actividad empresarial para mejorar la competitividad del sector, considerando cuestiones internas como la productividad, la innovación o la eficiencia en la gestión, y otras externas como la internacionalización.

- **Recomendación 18**: Definir un **plan para el desarrollo de la industria de fabricación, operación y mantenimiento de equipos de generación** (fabricantes y gestores de energías renovables) **y redes** (diseñadores y fabricantes de componentes para la digitalización y automatización de la red) en España, de forma que seamos capaces de desarrollar una capacidad que permita el abastecimiento de las necesidades locales y la exportación de dichas capacidades.

- **Recomendación 19**: Fomentar y apoyar las fases de **investigación y desarrollo de tecnologías que hoy no son maduras pero que podrían convertirse en la base de nuestro modelo energético post-2030**, como por ejemplo el almacenamiento de energía eléctrica. La innovación será un factor clave para que la transición sea eficiente y maximice el impacto en la creación de actividad económica competitiva.

El cambio climático y sus consecuencias requieren de cambios importantes en nuestro modelo energético. Estos cambios necesitan de una actuación coordinada de todos los niveles de las Administraciones Públicas, empresas y consumidores. La transformación del modelo energético no es solo una necesidad para asegurar la sostenibilidad, también es una oportunidad para fomentar la actividad de nuestras empresas y desarrollar una economía más competitiva.

La Unión Europea y España mantienen el objetivo de descarbonizar la economía

Cuadro 7: Principales acuerdos alcanzados en las cumbres del clima de Naciones Unidas

2015

COP21 - París
- **Definición de objetivos fundamentales**: conseguir la neutralidad de emisiones entre 2050 y 2100, y evitar que el aumento de la temperatura media mundial supere los 2°C
- Los países firmantes han de poner en marcha **políticas y medidas nacionales** (CDN) para alcanzar los objetivos de emisiones
- **Fondo de 100 mil millones de dólares anuales** a partir de 2020 por parte de los países desarrollados

2016

COP22 - Marrakech
- Calendario para completar la **elaboración de las normas y directrices técnicas** del Acuerdo de Paris antes del 2018
- Puesta en marcha de la "Alianza para las CDN" para ofrecer **apoyo técnico y financiero a los países en desarrollo** en el alcance de sus objetivos
- Reafirmación del fondo de **100 mil millones de dólares anuales** a partir de 2020

2017

COP23 - Bonn
- Bases para la **aplicación del Acuerdo de París y mantener el impulso político** en la lucha contra el cambio climático
- **Plazo a 2018** para cerrar el **Programa de Trabajo definitivo** para implementar **compromisos del Acuerdo de París, a avanzar en la próxima COP 24 de Polonia**

Fuente: Naciones Unidas; MAPAMA; prensa escrita; análisis Monitor Deloitte

Los compromisos alcanzados actualmente no son suficientes para contener el incremento de la temperatura por debajo de 2ºC

Han pasado poco más de dos años desde el acuerdo de la COP21 de París, y las discusiones sobre el cambio climático y cómo abordar la transición energética siguen intensificándose. A pesar del extenso apoyo internacional recibido en su día por el acuerdo, los compromisos de descarbonización adquiridos por los diferentes países para la descarbonización (*Intended Nationally Determined Contributions, INDCs*) no permiten alcanzar el principal objetivo acordado en París: contener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2ºC respecto a la época preindustrial, y alcanzar la neutralidad de emisiones entre los años 2050 y 2100. Según un estudio[17] publicado en 2017, se estima que hay un 90% de probabilidades de que, a finales de este siglo, la temperatura media haya aumentado entre 2 y 4,9ºC, siendo la media de 3,2. Además, el propio acuerdo de la COP21 ya reconoció la necesidad de aumentar la ambición de los objetivos establecidos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5ºC, en lugar de los 2ºC acordados.

Desde la COP 21 de París se han celebrado 2 cumbres del clima, la COP22 en Marrakesh (Marruecos) y la COP23 en Bonn (Alemania). La cumbre de Bonn ha concluido con resultados en la mayoría de los ámbitos de acción clave. Se ha definido la estructura de trabajo del proceso de diagnóstico de la acción climática global conocido como *Diálogo Facilitador* y se ha avanzado en el desarrollo de los detalles técnicos de la implementación del Acuerdo de París. En relación con los trabajos realizados por los negociadores para avanzar en las guías para implementar el Acuerdo de París (*Implementation Guidelines*), que deberían acordarse en la siguiente COP24, se han conseguido aprobar algunas decisiones y desarrollar textos técnicos con las posiciones de todas las Partes.

17. Estudio publicado por *Nature Climate Change*

La UE sigue apostando por la descarbonización de la economía y está planteándose incrementar la ambición de los objetivos establecidos

La Unión Europea sigue firme en sus objetivos de descarbonización (ver Cuadro 8). Durante el año 2017, la Unión Europea ha desarrollado iniciativas para fijar una mayor ambición en los objetivos planteados a 2030 y reducir los riesgos derivados del cambio climático. Para acelerar la transición hacia la descarbonización, la Unión Europea está debatiendo:

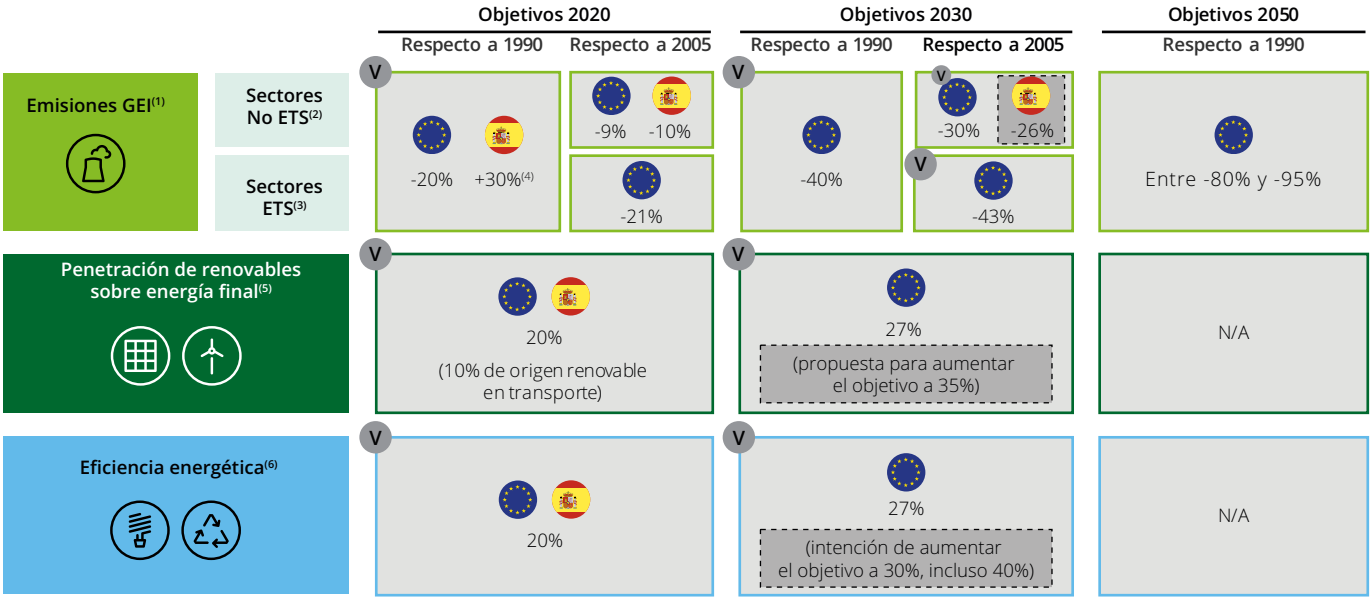
- Incrementar el objetivo de energías renovables sobre energía final del 27% al 35%, y convertir este objetivo en vinculante, según la Propuesta del Parlamento Europeo de mayo de 2017.

- Fijar el objetivo de eficiencia energética en el 30%, incrementando el anterior objetivo del 27%, según la Propuesta de la Comisión Europea acordada por los ministros de Energía. Recientemente (noviembre de 2017) el Parlamento Europeo ha aprobado una propuesta para incrementar aún más dicho objetivo, y fijarlo en un 40% a nivel europeo.

La Unión Europea ha incrementado el nivel de ambición de los objetivos de determinados sectores de actividad. En el sector del transporte (responsable del 21% de las emisiones totales de la Unión Europea en 2015), el objetivo ya existente de que los nuevos turismos emitan menos de 95 gCO_2 por km en 2021[18] ha sido ampliado recientemente por la propuesta de la Comisión Europea a través del *Clean Mobility Package*, que incluye objetivos más ambiciosos de emisiones de nuevos turismos y camionetas, que en 2025 y 2030 deberán ser, respectivamente, un 15% y un 30% inferiores a las del año 2021. También está avanzando en el desarrollo de la movilidad con combustibles alternativos, aportando mecanismos para financiar sistemas para repostaje de este tipo de vehículos (hasta 800 millones de euros disponibles para subvenciones, préstamos y otros instrumentos). Además, la Comisión ha lanzado una iniciativa con 200 millones de euros para apoyar el desarrollo del almacenamiento eléctrico en la industria europea.

A pesar de estos nuevos objetivos, existen incertidumbres sobre si las emisiones totales del parque de turismos se reducirán al mismo ritmo, o si

Cuadro 8: Objetivos medioambientales de la Unión Europea a 2020, 2030 y 2050

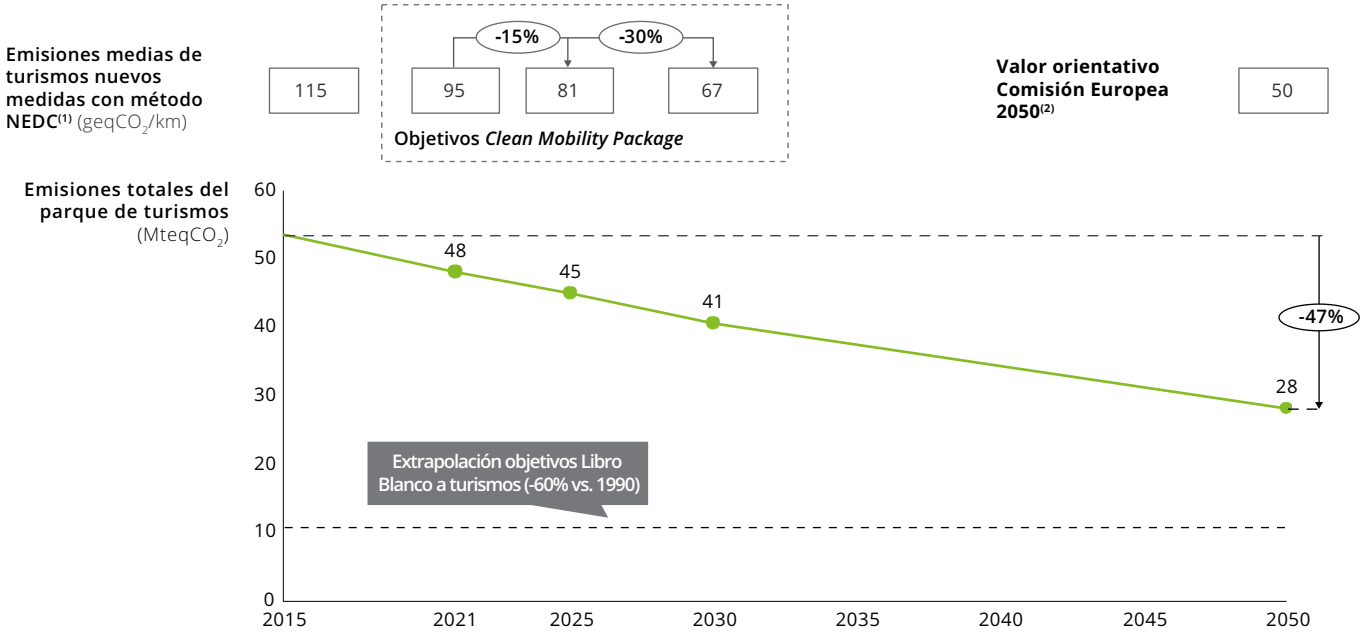


(1) No incluye las emisiones derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo
(2) Sectores no englobados en el sistema European Trading Scheme (ETS): transporte excepto aviación, edificación, residuos y agricultura
(3) Sectores englobados en el sistema ETS: grandes consumos industriales, 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 consumo de energías de origen renovable sobre el consumo total de energía final
(6) Medido como ahorro en energía primaria y energía final respecto a un tendencial

Fuente: Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte

18. Medido como la media de las ventas de cada fabricante

Cuadro 9: Impacto del *Clean Mobility Package* en las emisiones del parque de turismos español



(1) Valores estimados mediante el método NEDC. Este método de medición del consumo de nuevos vehículos se va a sustituir por el WLTP a partir de 2018, que replica de un modo más preciso las condiciones reales de conducción en carretera, y que se estima que aumentará en un 30% los valores de emisiones con respecto al método NEDC

(2) *A European Strategy for low-emission Mobility*

Fuente: MAPAMA; Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte

España debería emitir en el año 2050 menos de 88 $MteqCO_2$ brutas, lo que supone una reducción media anual de, al menos, el 4% de las emisiones GEI respecto a las emisiones de 2015 (336 $MteqCO_2$).

permitirán cumplir con los objetivos a 2050 (ver Cuadro 9). Ni en los escenarios más optimistas de reducción de emisiones de los turismos convencionales, con emisiones medias de 50 gCO_2 por km, se conseguiría la reducción de emisiones planteadas por la Comisión Europea en el Libro Blanco del Transporte a 2050 (-60% respecto a 1990), lo que implica que se requieren medidas aún más ambiciosas en este sector, como, por ejemplo, una mayor penetración de vehículos eléctricos, o el cambio modal del transporte de mercancías a ferrocarril eléctrico[19].

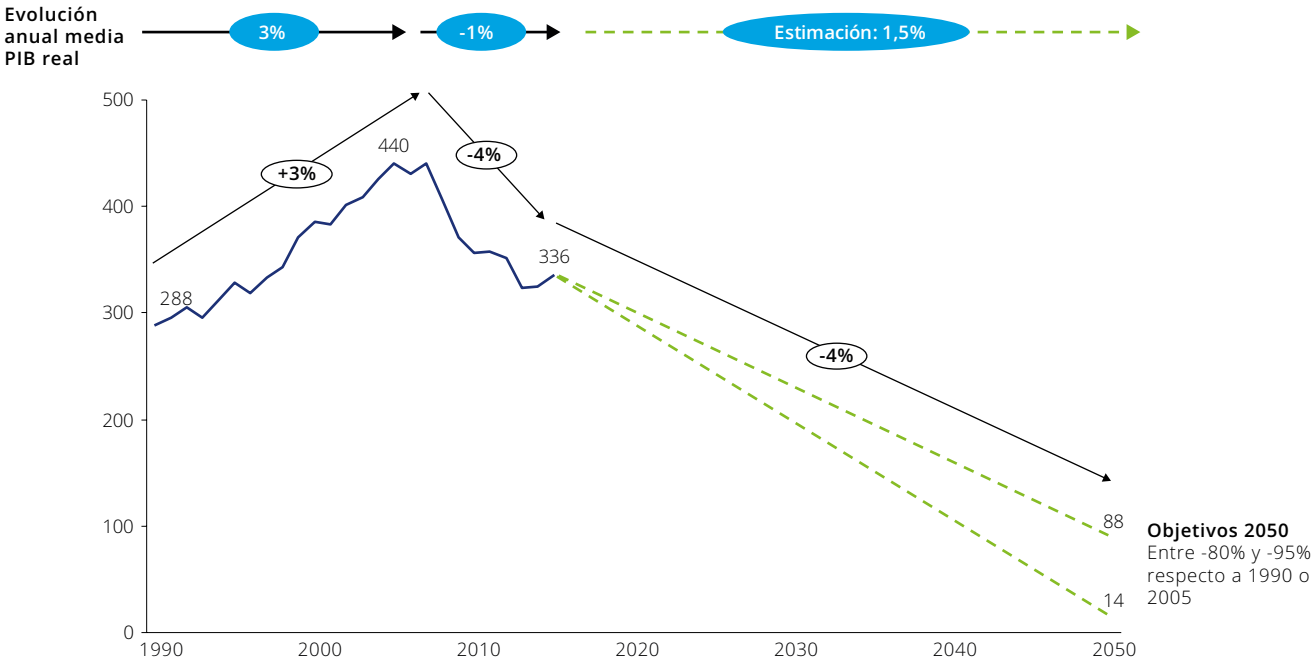
España también se mantiene firme en sus objetivos de descarbonización y trabaja para preparar la transición de su modelo energético

España debería emitir en el año 2050 menos de 88 $MteqCO_2$ brutas[20], lo que supone una reducción media anual (ver Cuadro 10) de, al menos, el 4% de las emisiones GEI respecto a las emisiones de 2015 (336 $MteqCO_2$). Esto supone igualar el ritmo de reducción de emisiones que hemos tenido en los últimos 10 años, pero en un entorno de desarrollo económico muy diferente al vivido en el periodo anterior.

Pese al esfuerzo que supondrá alcanzar tal nivel de reducción de emisiones el Gobierno español ha dejado claro que su compromiso con la descarbonización es firme, y ya está preparando medidas legislativas

19. Para más detalle ver el estudio de Monitor Deloitte "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050", publicado en marzo de 2017
20. En función del año base sobre el que se aplique el objetivo (1990 o 2005) y el porcentaje de reducción de emisiones considerado (80 o 95%), el rango de emisiones sería 14-88 $MteqCO_2$

Cuadro 10: Evolución de las emisiones GEI en España
($MteqCO_2$)



Fuente: Eurostat; análisis Monitor Deloitte

en dicha dirección, como la Ley de Cambio Climático y Transición Energética. Fruto de este compromiso ha sido la aceptación del objetivo de reducción de las emisiones en sectores difusos de un 26% a 2030, comparado con el año 2005, tal y como proponía la Comisión Europea para nuestro país. En los sectores difusos se agrupan aquellos sectores no sujetos al comercio de derechos de emisiones de CO_2, entre los que se encuentra el transporte (excepto el sector aéreo), el residencial y servicios, la agricultura y ganadería, la gestión de residuos y la industria manufacturera. En el año 2015, estos sectores emitieron 196 MteqCO_2 (58% del total), y tendrán que reducirse para el año 2030 por debajo de 174 MteqCO_2 para cumplir con el objetivo aceptado por nuestro país (ver Cuadro 11).

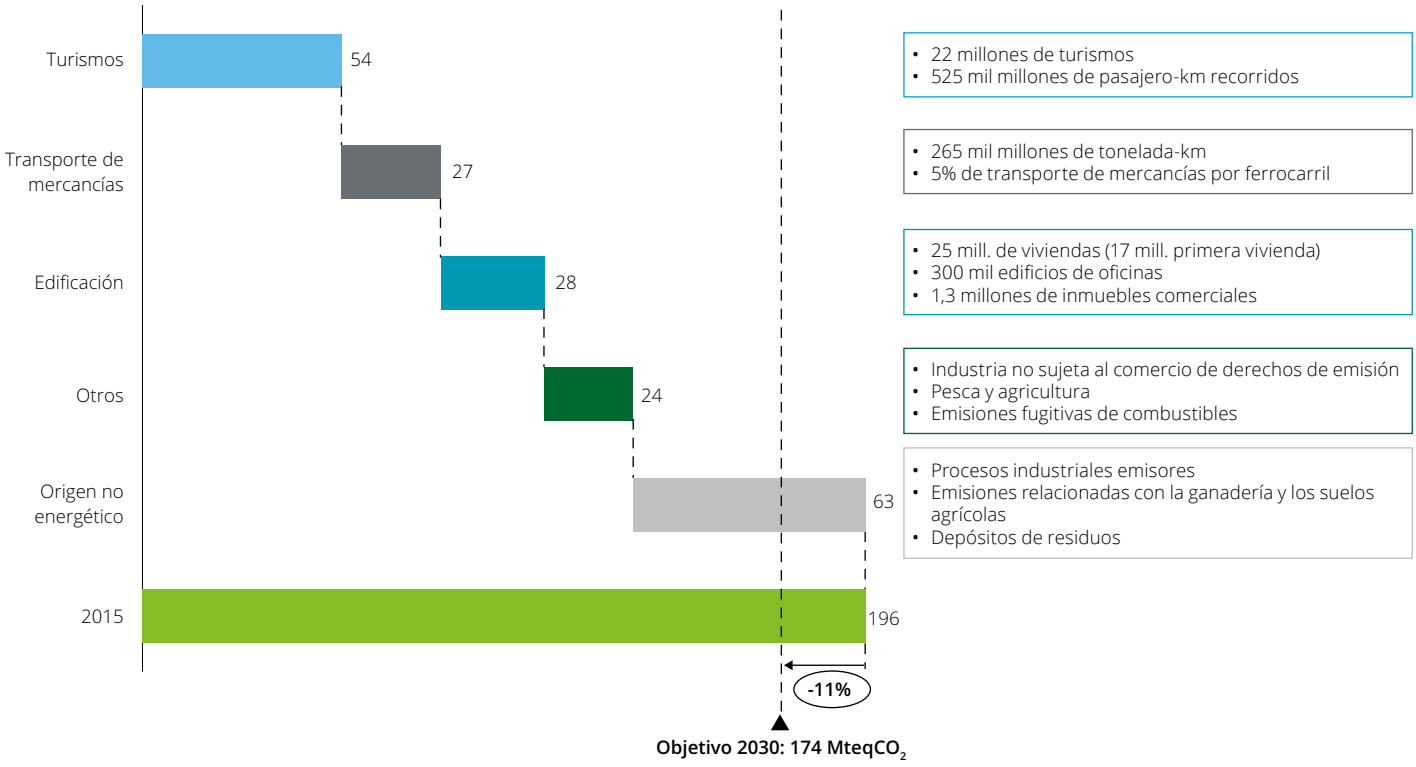
Para acelerar la descarbonización de la economía española, el Gobierno ha desarrollado recientemente diferentes iniciativas:

- Subastas de nueva capacidad renovable celebradas en 2016 y 2017. Las subastas fueron realizadas bajo criterios de neutralidad tecnológica, y permitieron la adjudicación de más de 8 GW de tecnología eólica, fotovoltaica y biomasa.

- Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación (ERESEE), elaborada por el Ministerio de Fomento para cumplir con la Directiva 2012/27/UE sobre Eficiencia Energética. En esta estrategia se definen las principales iniciativas para el impulso de la eficiencia energética en este sector: fomento de las actuaciones de rehabilitación en edificación mediante incentivos económicos o diseño de campañas de sensibilización a diferentes colectivos.

- Plan de Apoyo a la Movilidad Alternativa (MOVALT) presentado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en noviembre de 2017. A través de este plan se destinarán 35 millones de euros para el fomento de la movilidad sostenible (20 millones de euros para la adquisición de vehículos y 15 millones de euros para infraestructuras de recarga).

Cuadro 11: Emisiones en difusos y reducción necesaria a 2030 en España
(MteqCO_2)



Fuente: IDAE; INE; MAPAMA; MFOM; ANFAC

La electrificación y la eficiencia energética permitirían realizar una transición eficiente y cumplir los objetivos de descarbonización

España emitió en 2015 un total de 336 MteqCO$_2$ principalmente por el consumo de productos petrolíferos en el transporte, la generación eléctrica y la industria

En el año 2015 España emitió 336 MteqCO$_2$, de las cuales 256 (76%) tuvieron su origen en usos energéticos y 80 (24%) en usos no energéticos[21], cuyo análisis no ha sido desarrollado en este documento. Las emisiones derivadas de usos energéticos en 2015 por combustible de origen (ver Cuadro 12) se debieron a productos petrolíferos (42% del total de emisiones), gas natural (17%) y carbón (17%).

Desde una perspectiva de sectores de actividad, el transporte fue el sector con mayor volumen de emisiones en 2015 (25% del total de emisiones), seguido de la generación eléctrica (20%), los consumos energéticos en la industria (14%), y el sector residencial y servicios (5 y 3% respectivamente).

El consumo de energía final en España en 2015, 80 Mtep, estuvo dominado por el uso de productos petrolíferos (50%), electricidad (25%), gas natural (16%), renovables de uso final (7%) y carbón (2%). Desde una perspectiva de sectores de actividad, el transporte fue

Cuadro 12: Emisiones por sector económico y combustible en 2015
(%; MteqCO$_2$)

	Transporte	Refino[1]	Residencial	Servicios	Industria	Generación eléctrica	Pesca agricultura y otros	Emisiones fugitivas de combustibles[2]	Emisiones de origen no energético	Total por combustible
Carbón	0%	0%	0%	0%	2%	15%	0%	0%	-	17% 58
Productos petrolíferos	25%	4%	3%	1%	4%	2%	3%	1%	-	42% 139
Gas natural	0%	0%	2%	2%	8%	4%	0%	0%	-	17% 59
No energético	-	-	-	-	-	-	-	-	24%	24% 80
Total por sector	25% 83	4% 12	5% 17	3% 11	14% 47	20% 68	3% 12	1% 5	24% 80	100 % 336 MteqCO$_2$

(1) Incluye refino de petróleo, transformación de combustibles sólidos y otras industrias de energía

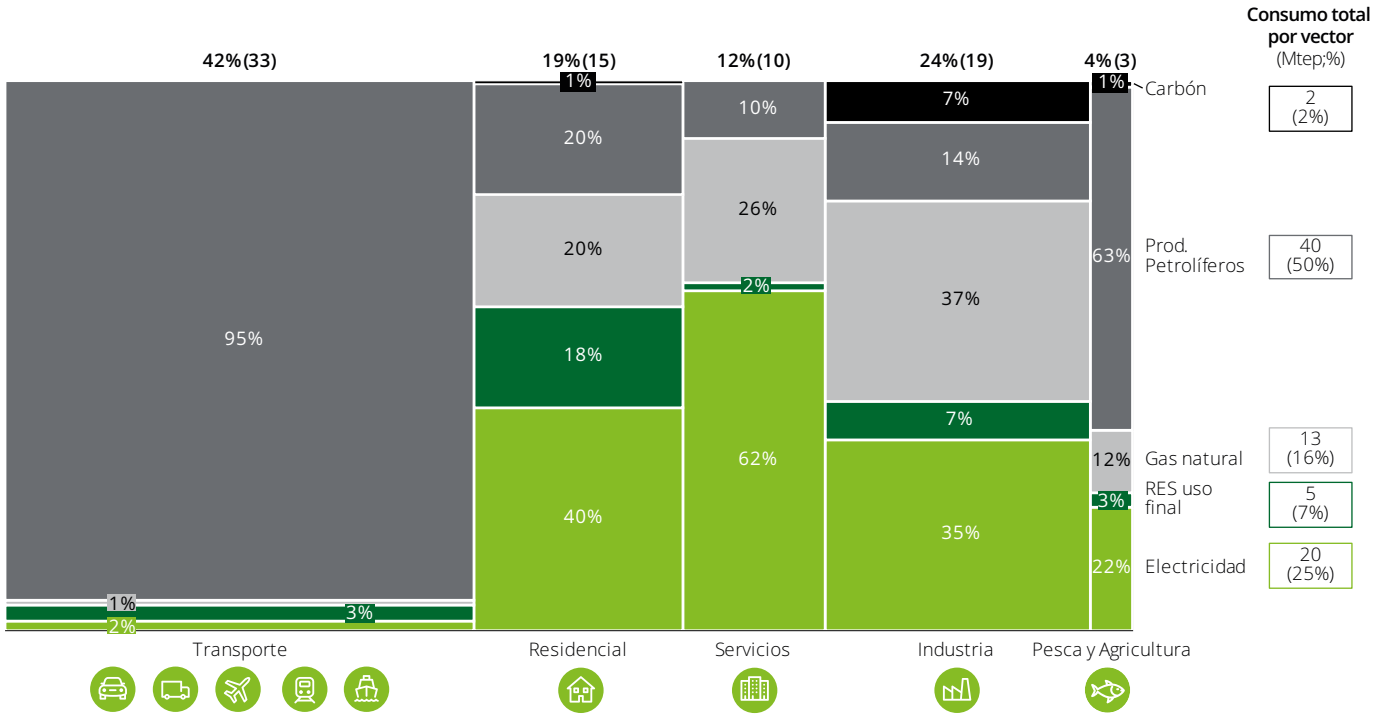
(2) Emisiones generadas en la exploración, producción, transmisión, almacenamiento y distribución de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos

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

Fuente: UNFCC; MAPAMA; análisis Monitor Deloitte

21. Usos no energéticos: sector agrícola, ganadero, usos del suelo y silvicultura, residuos y procesos industriales. Este informe asume la hipótesis de que se deberán realizar actuaciones para reducir (o compensar mediante sumideros) estas emisiones no energéticas, al menos, en la misma proporción que en los usos energéticos

Cuadro 13: Consumo de energía final para usos energéticos por sector de actividad y vector energético en 2015
(Mtep; %)



Nota: no incluye la energía en forma de calor. Incluye la energía utilizada por los trayectos internacionales de transporte aéreo

Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

el sector con mayor consumo de energía final (42%), seguido de la industria (24%), el sector residencial (19%) y el sector servicios (12%) (ver Cuadro 13):

El consumo en cada uno de estos sectores de actividad está íntimamente relacionado con los usos de la energía, y con las tecnologías presentes en cada uno de ellos:

- En el sector transporte, el consumo de energía que hacen turismos y camiones, así como las turbinas utilizadas en aviones, proviene en un 95% de productos petrolíferos.

- El sector edificación (residencial y servicios) presenta usos más diversos de la energía: calefacción y agua caliente sanitaria (ACS), electrodomésticos, cocina, iluminación y refrigeración. Algunos de estos usos permiten diferentes alternativas tecnológicas, como por ejemplo el ACS y la calefacción (calderas de biomasa, de gas natural, de carbón, bombas de calor eléctricas) o cocina (gas natural, electricidad), lo que conlleva que el consumo de energía final, por vector y uso, sea más heterogéneo que en el sector transporte. El consumo de energía en el sector residencial está repartido entre electricidad (40%), renovable de uso final (18%), gas natural (20%) y productos petrolíferos (20%). En el sector servicios tiene un mayor peso la electricidad (62%), seguido del gas natural (26%) y los productos petrolíferos (10%).

- El sector industrial presenta un consumo muy heterogéneo entre los diferentes subsectores, debido a la variedad de procesos productivos y tecnologías utilizados en cada uno de ellos. En España, las principales industrias, en función de su consumo de energía, son siderurgia, metalurgia, cementera y manufacturera. El consumo de energía final en este sector se centra en el gas natural (37%), la electricidad (35%) y los productos petrolíferos (14%). Las medidas de eficiencia energética y de mejora en los procesos, que comenzaron a ponerse en práctica en la segunda mitad del siglo pasado en este sector, junto con la crisis económica y los procesos de reindustrialización, han contenido su consumo energético en las últimas décadas. En 2015, el consumo de energía final en este sector fue de 18,8 Mtep, mientras en 1990 fue de 16,6 Mtep, un 13% de incremento, mientras otros sectores, como el residencial o el transporte han aumentado su consumo de energía final, en ese mismo periodo, un 62% y un 53%, respectivamente.

El grado de electrificación de la demanda y el grado de eficiencia energética de equipos determinarán los escenarios futuros

La evolución a futuro de la demanda de energía final en España, tanto en valor absoluto como en su reparto por vector energético, está sujeta al desarrollo de una serie de tendencias, que pueden agruparse en torno a 5 dimensiones (ver Cuadro 14):

- **Sociales**, como por ejemplo el grado de concienciación medioambiental de los ciudadanos y el impacto de éste sobre sus decisiones (incluyendo las de consumo energético), o el control que hagan los consumidores sobre su uso energético en un mundo donde existe mayor información y capacidad de control sobre el mismo.

- **Tecnológicas**, como por ejemplo la mejora de las prestaciones del vehículo eléctrico frente al convencional, vinculada a la evolución del rendimiento y el coste de las baterías, la evolución de los materiales usados en los coches o la eficiencia que se consiga en los motores de combustión interna.

La evolución a futuro de la demanda de energía final en España está sujeta al desarrollo de una serie de tendencias, que pueden agruparse en torno a 5 dimensiones: sociales, tecnológicas, económicas, medioambientales y políticas.

Cuadro 14: Tendencias con impacto en la demanda de energía final

NO EXHAUSTIVO

	Tendencias	Ejemplos ilustrativos
Sociales	• Concienciación medioambiental • Conocimiento del consumo energético • Urbanización • Movilidad compartida	Desde 1996, se ha incrementado el número de ciudadanos españoles interesados en el medio ambiente en más de un 25%
Tecnológicas	• Mejora tecnológica de los vehículos convencionales (motores de combustión, sistemas de control) • Reducción del coste de los vehículos eléctricos gracias al desarrollo de las baterías	Se prevé que se consiga la paridad de costes de adquisición del vehículo eléctrico frente al vehículo convencional entre 2020 y 2025
Económicas	• Crecimiento económico • Modelos de negocio colaborativos • Precio de *commodities*, ej. crudo • Desarrollo de una fiscalidad medioambiental • Precio emisiones GEI	Car2Go registró en Madrid ~100.000 nuevos usuarios en 2016, más del doble que otras ciudad europeas (Berlín, 47.000 nuevos usuarios)
Medioambientales	• Aumento de las emisiones y de la concentración de CO_2 en la atmósfera • Impacto del cambio climático en eventos climatológicos adversos • Polución en las grandes ciudades	Las emisiones de CO_2 en España han aumentado un 15% entre 1990 y 2015, y, en concreto, las del transporte un 40% en el mismo periodo (desde 59 MteqCO_2 en 1990 a 83 MteqCO_2 en 2015)
Políticas	• Desarrollo de objetivos de descarbonización • Intervención regulatoria, ej. protocolos de contaminación • Planes de incentivos, ej. movilidad eléctrica • Políticas fiscales	PARIS2015 En la COP21 de París se fijaron unos compromisos que implican el abandono de los combustibles fósiles para conseguir la neutralidad de emisiones GEI entre 2050-2100

Fuente: EIU; Irena; COP21; análisis prensa; CIS *(Centro de Investigaciones Sociológicas)*; análisis Monitor Deloitte

- **Económicas**, como por ejemplo la recuperación de la actividad económica, que tendrá un impacto en el consumo de energía final, o la proliferación de modelos de negocio colaborativos que produzcan disrupciones de determinados sectores de actividad, como la movilidad.

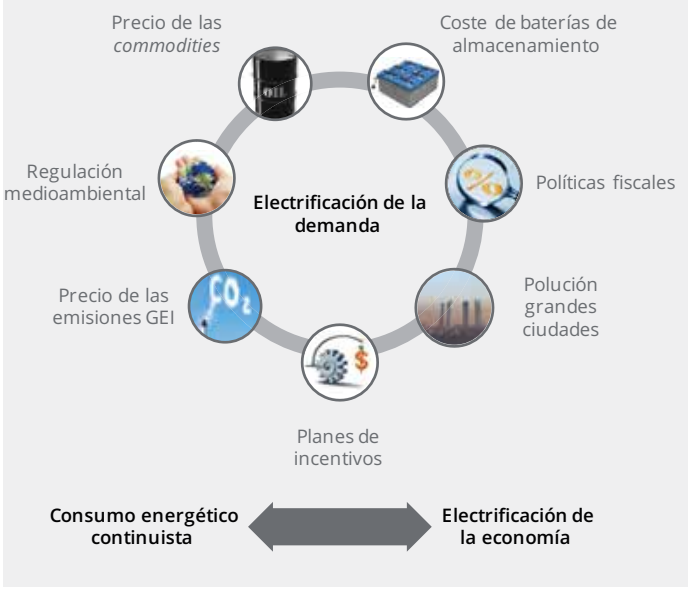
- **Medioambientales**, como por ejemplo el incremento de la polución en las ciudades, que ya supone un grave problema en algunas de ellas, o los efectos del cambio climático sobre nuestro planeta en forma de eventos meteorológicos extremos.

- **Políticas**, como por ejemplo la intervención regulatoria vinculada a la descarbonización, los incentivos económicos que pueden dedicarse a tecnologías libres de emisiones, la propia regulación del sector energético o la fiscalidad que se aplique a los diferentes vectores energéticos.

Todas estas tendencias evolucionan de modo interrelacionado, y su desarrollo a futuro, en algunos de los casos, es una incertidumbre. Algunas de estas tendencias ya se están materializando, como la recuperación económica o aquellas derivadas de la revolución digital que está viviendo la economía (por ejemplo, la facilidad para desarrollar modelos de negocio colaborativos o la capacidad de gestionar el consumo energético gracias a dispositivos móviles inteligentes). De entre todas estas tendencias, se consideran críticas para el futuro del sector energético en el medio plazo aquellas: (i) que tengan una elevada incertidumbre sobre su evolución, y (ii) cuyo desarrollo tenga un impacto relevante en la demanda de energía final, tanto en su volumen como en los vectores energéticos consumidos. En este sentido, las dos incertidumbres que han sido identificadas como críticas son: el grado de electrificación de la demanda y el desarrollo de la eficiencia energética en equipos de uso de la energía (ver Cuadro 15).

Cuadro 15: Incertidumbres críticas para la evolución del modelo energético

¿Cuál es el grado de electrificación que se espera a futuro?



¿Cómo va a evolucionar a futuro la eficiencia energética de equipos (motores de combustión, edificación)?

A partir de estas dos incertidumbres críticas, se han construido 4 escenarios a futuro (ver Cuadro 16) que describen posibles evoluciones del modelo energético en el medio y largo plazo (2030 y 2050):

- ***Continuista***: Este es un mundo con una estructura de consumo de energía final y generación muy similar a la actual. Las políticas energéticas, medioambientales y fiscales no han cambiado significativamente. El vector energético más utilizado en 2030 sigue siendo el petróleo y sus derivados (45% de la energía final), y el uso de electricidad no ha aumentado prácticamente su peso en el modelo energético (el vehículo eléctrico sigue teniendo un peso residual en el parque de automóviles, y no se ha incrementado la electrificación en el sector residencial y servicios). El consumo de gas a 2030 alcanza el 18% de la energía final, lo que representa alcanzar los 15 Mtep. Hay cierta ganancia de eficiencia energética en el sector edificación debido a la renovación natural de los equipos[22], pero la tasa de rehabilitación de edificios sigue similar a la observada en los últimos años, alrededor de 20.000 viviendas al año en el sector residencial. En el sector transporte, los fabricantes de vehículos consiguen ganancias de eficiencia en los nuevos vehículos vendidos[23], pero no lo suficiente como para alcanzar los objetivos planteados en el *Clean Mobility Package* a 2030. En el mix de generación, se instalan 13 GW[24] de nueva capacidad renovable en la península hasta 2030, lo que no permite alcanzar el objetivo de renovables sobre la energía final del 27%, quedándose en un 20%.

- ***Electrificar la economía***: Este es un mundo en el que se ha producido un esfuerzo muy relevante en impulsar la penetración de vehículos eléctricos (50% de las ventas en 2030), el cambio modal del transporte de mercancías hacia el ferrocarril eléctrico (20% de las t-km totales transportadas en 2030[25]) y una electrificación de los consumos en edificación. Los esfuerzos en rehabilitaciones del sector edificación, y de los fabricantes de vehículos en reducir las emisiones de los nuevos vehículos[26], son similares a los observados en el escenario *Continuista*. La eficiencia energética asociada a la electrificación de los consumos finales[27] permite que la demanda final de energía en 2030 se mantenga en 81 Mtep. Para alcanzar el objetivo del 27% de renovables sobre la demanda final en 2030 se requiere la instalación de 40 GW de nueva capacidad renovable peninsular.

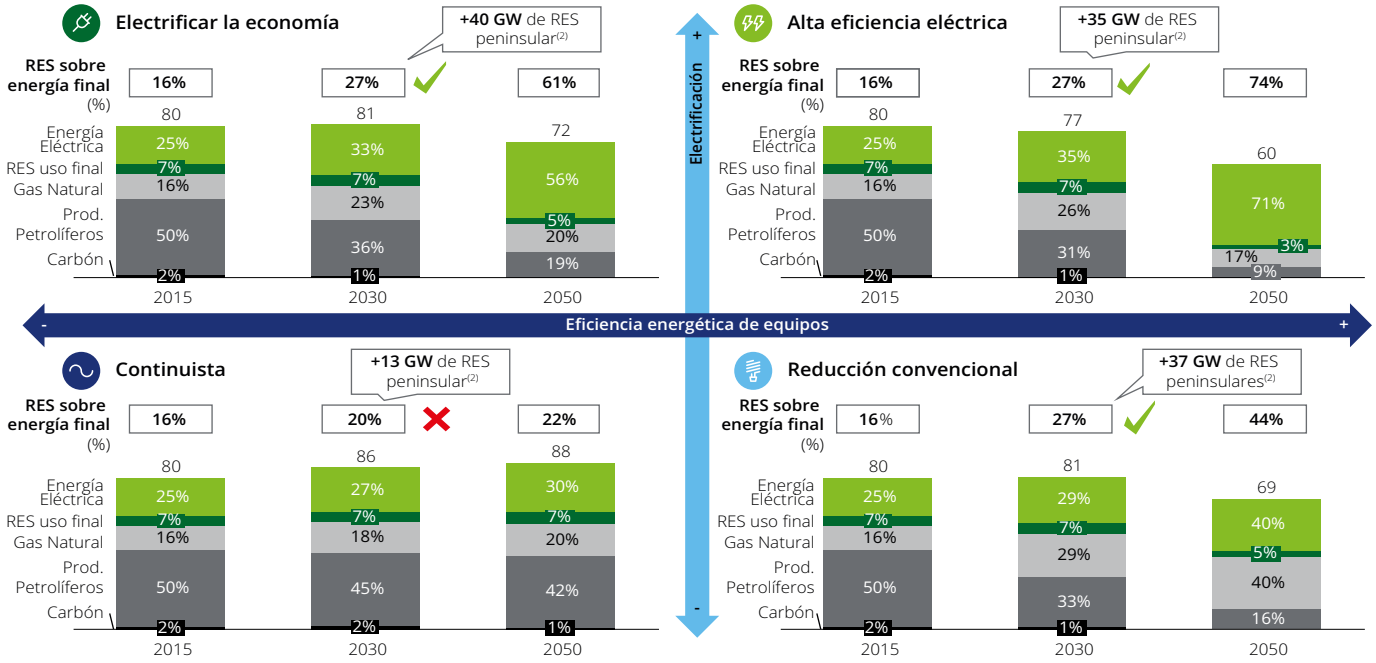
- ***Reducción convencional***: Este es un mundo en el que el esfuerzo se ha enfocado en el desarrollo de la eficiencia energética y en la gasificación de los consumos. En el sector transporte, mediante la reducción de las emisiones (y el consumo) de los nuevos vehículos de combustión interna. En el sector edificación se ha apostado por las rehabilitaciones de edificios (por ejemplo, se ha multiplicado por 8 el ritmo de rehabilitaciones anuales en el sector residencial). Para el año 2030 estas actuaciones han conseguido que el consumo de energía final se mantenga en 81 Mtep. El gas natural es el vector energético con mayor desarrollo hasta alcanzar el 29% de la energía final en 2030, y supera los 23 Mtep, fundamentalmente por el incremento de su uso en el transporte pesado, la industria y la edificación. Conseguir el objetivo del 27% de renovables sobre la energía final a 2030 requiere la instalación de 37 GW de nueva generación renovable en la península.

- ***Alta eficiencia eléctrica***: Este es un mundo en el que se hace una apuesta clara y decidida por la descarbonización de la economía, impulsando todas las palancas posibles con la vista puesta en 2030 y 2050. Se ha producido una penetración exponencial del vehículo eléctrico a 2030 (60% de ventas) y de la electrificación de la demanda en todos los sectores de la economía, hasta alcanzar el 35% de la demanda de energía final con electricidad (en 2015 fue el 25%). El gas natural, junto con la electricidad, son los vectores energéticos que más crecen en la transición, hasta alcanzar el primero el 26% de la energía final, fundamentalmente por el incremento del uso del mismo en el transporte pesado y la industria. La eficiencia energética de equipos también se ha potenciado, se alcanza un nivel de rehabilitaciones anuales de edificios 4 veces superior al histórico (inferior al escenario *Reducción convencional* al considerarse una mayor penetración de bombas de calor), y una relevante ganancia de eficiencia en los vehículos convencionales. Esta doble vía de eficiencia permite que en 2030 el consumo de energía final se reduzca hasta los 77 Mtep, y se requiera la instalación de 35 GW de nueva capacidad renovable peninsular para alcanzar el objetivo del 27% de renovables sobre la demanda final.

22. Sustitución de un equipo cuando llega al final de su vida útil por uno nuevo más eficiente
23. Supone una reducción del consumo de las nuevas altas de vehículos convencionales de un 30% a 2030, comparado con las altas de 2015
24. Capacidad para mantener el porcentaje de generación renovable similar a 2015 (~45%). Cumplir el objetivo del 27% de RES a 2030, requeriría 44 GW de nueva potencia renovable peninsular (70% de generación renovable, limite estimado para la correcta gestión del sistema eléctrico)
25. 2015: ~5%
26. Pese a reducirse las emisiones de los nuevos vehículos convencionales en igual proporción que en el escenario *continuista*, en este escenario se cumple con los objetivos del *Clean Mobility Package* de emisiones del nuevo parque de vehículos a 2030, debido al efecto de las ventas de vehículos eléctricos
27. Por ejemplo, un vehículo eléctrico es entre 3 y 4 veces más eficiente que un vehículo convencional, y un híbrido enchufable 1,5 veces

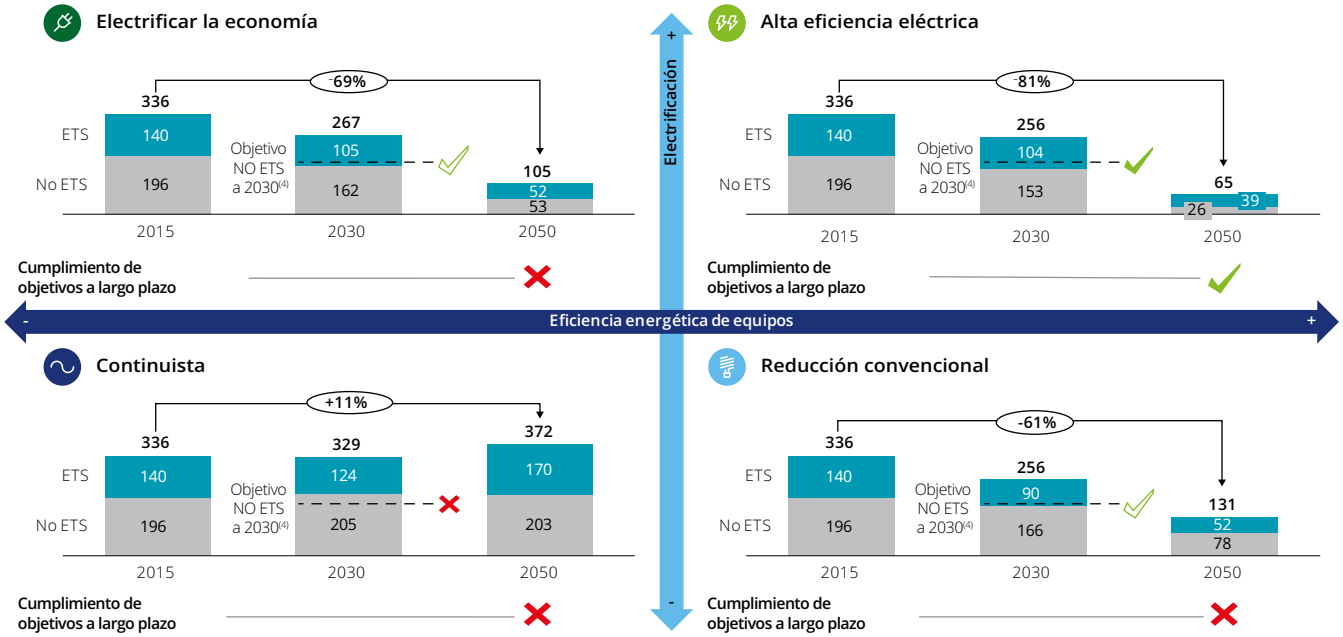
Cuadro 16: Energía final[1] por vector en los escenarios analizados y porcentaje de renovable sobre la energía final

(Mtep; %)



Emisiones GEI de sectores ETS y NO ETS[3] en los escenarios analizados

(MteqCO$_2$)



(1) Energía final para usos energéticos sin incluir calor. Incluye la energía derivada de la aviación internacional

(2) Se refiere a nueva potencia de generación eléctrica renovable. Incluye generación de eólica, fotovoltaica centralizada y distribuida, hidráulica y biomasa

(3) Los sectores NO ETS son los sectores difusos, y los ETS son aquellos que se encuentran dentro del marco de los derechos de emisión de GEI (principalmente generación eléctrica e industria). No incluye transporte marítimo ni aéreo internacional

(4) 174 MteqCO$_2$

Nota: considera el mismo crecimiento de PIB para los cuatro escenarios: 1,5% anual de media entre 2015 y2050

Nota: se asume la hipótesis de que las emisiones no energéticas deberán realizar actuaciones para reducir (o compensar mediante sumideros) sus emisiones, al menos, en la misma proporción que en los usos energéticos

Fuente: IDAE; MAPAMA; análisis Monitor Deloitte

El escenario *Alta eficiencia eléctrica* es el único que cumple con los 3 principales objetivos de descarbonización analizados (27% de renovables sobre energía final, reducción de emisiones en sectores difusos en 2030 y reducción de emisiones totales a 2050) y requiere la instalación de menor capacidad renovable a 2030.

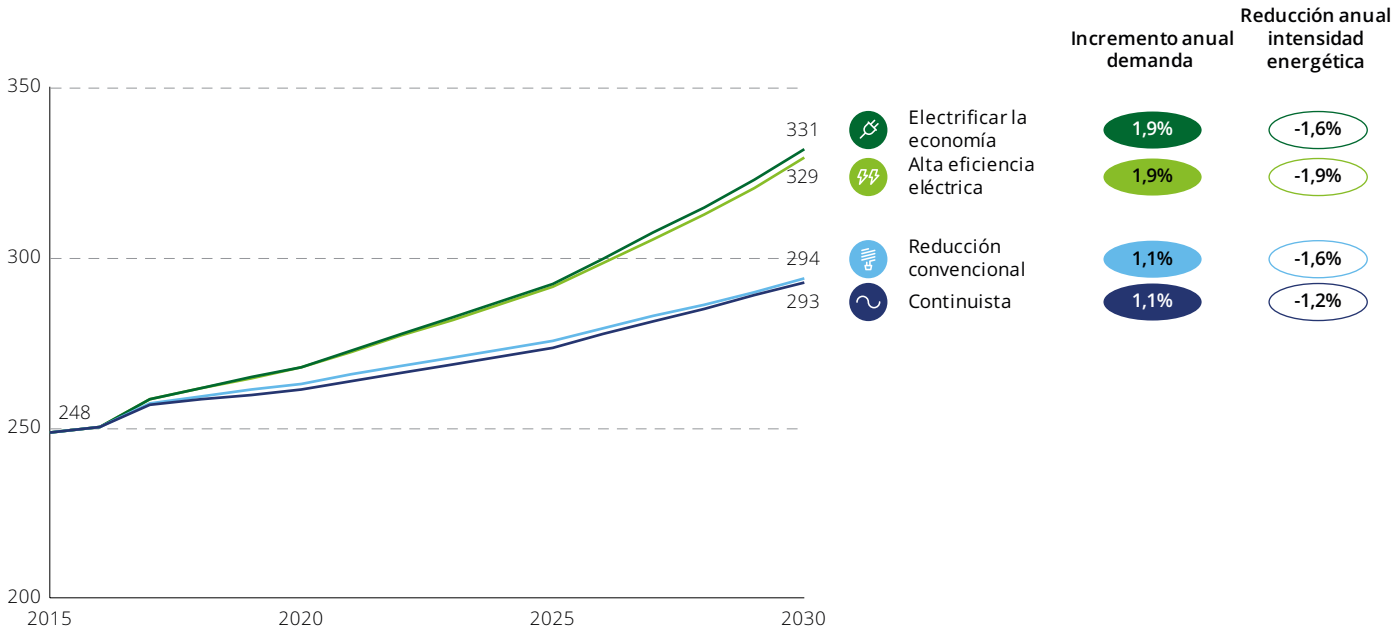
En los escenarios con una elevada electrificación, *Alta eficiencia eléctrica* y *Electrificar la economía*, la demanda eléctrica peninsular a 2030 (ver Cuadro 17) alcanzaría un valor de 329-331 TWh (equivalente a un crecimiento anual de la demanda eléctrica del ~2% a 2030), mientras que los escenarios *Reducción convencional* y *Continuista* alcanzan 293-294 TWh (incremento anual del ~1%). El gas natural incrementa su peso en la demanda de energía final, respecto a su situación en 2015. A 2030, un 29% en el escenario de *Reducción convencional*, 26% en el de *Alta eficiencia eléctrica* o un 23% en el de *Electrificar la economía*, frente a un 16% en 2015.

Adicionalmente a los 4 escenarios planteados, se ha realizado un escenario alternativo, a partir del escenario *Alta eficiencia eléctrica*, en el que se ha incrementado la penetración de renovable sobre energía final al límite. En este escenario, *Alta eficiencia eléctrica 33%*, se instala la máxima capacidad de nueva generación renovable que el sistema eléctrico podría gestionar (se asume que este límite se encuentra en un 70%), sin modificar la demanda de energía final (*Alta eficiencia eléctrica 33%* tiene exactamente la misma estructura de energía final que *Alta eficiencia eléctrica*). En este caso, se deberían instalar en la península 58 GW de nueva potencia de generación renovable, para conseguir un 33% de renovables sobre energía final.

Los sectores clave son el transporte y la edificación; sin embargo, la industria podría tener un papel más relevante si se acompaña de las medidas adecuadas

Los sectores que soportan una mayor parte de las actuaciones de descarbonización descritas en este informe son el transporte y la edificación: consumen el 72% de la energía final en 2015, cuentan ya con tecnologías que permiten su completa descarbonización y han experimentado en los últimos años una menor reducción de las emisiones (aumento de un 40 y un 60%, desde el año 1990, frente a la industria, que las ha reducido un 9% en el mismo periodo). Esto no significa que la industria no deba realizar esfuerzos para su descarbonización, sino que es un sector donde existe un proceso racional

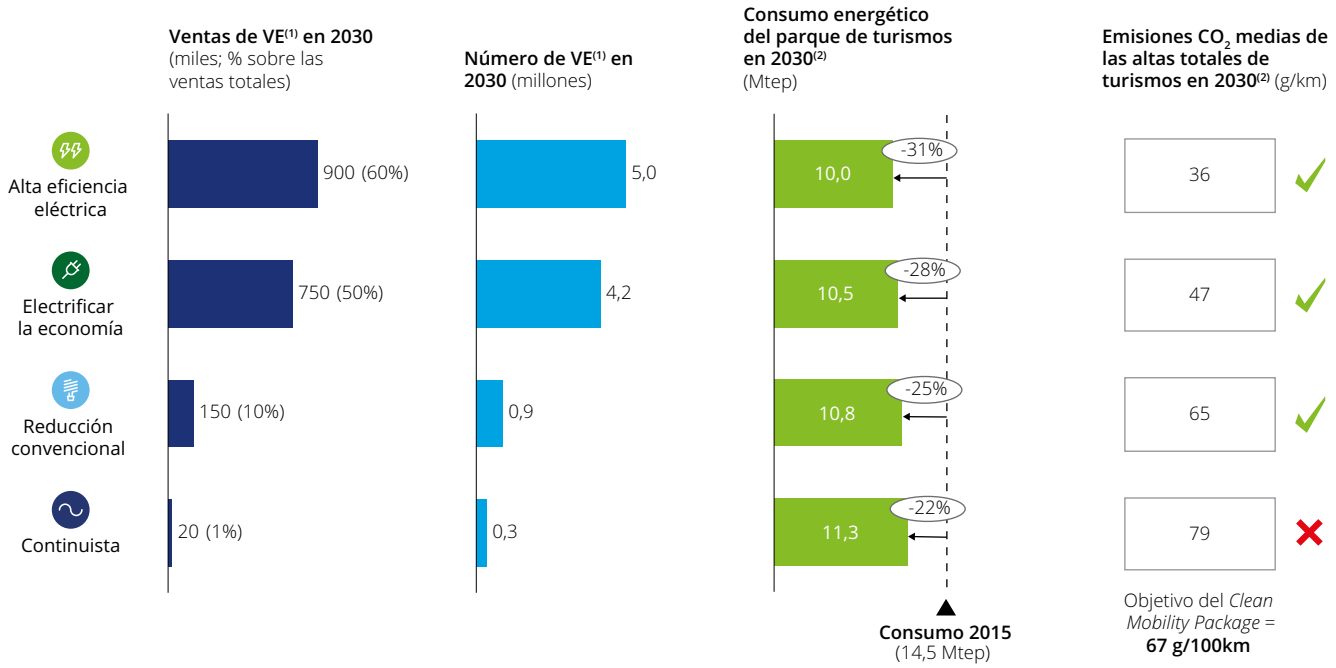
Cuadro 17: Demanda eléctrica peninsular(1) en los escenarios analizados
(TWh)



(1) Se considera la demanda eléctrica centralizada y descentralizada

Fuente: análisis Monitor Deloitte

Cuadro 18: Impacto en el consumo y las emisiones de turismos por escenario



(1) Incluye eléctricos e híbridos enchufables

(2) Para el consumo de productos petrolíferos se ha considerado el método NEDC, utilizado hasta 2018. Este método de medición del consumo de vehículos se va a sustituir por el WLTP, que replica de un modo más preciso las condiciones reales de conducción en carretera, y que se estima que aumentará en un 30% los valores de emisiones con respecto al método NEDC

Fuente: análisis Monitor Deloitte

sobre decisiones de inversión, por tanto, se asume que allí donde existe un incentivo económico o una mejora de procesos, ya se habrá capturado una parte relevante del potencial. Para continuar su proceso de descarbonización, sería necesario que el gas y la electricidad se mantuvieran como los combustibles más relevantes, sustituyendo a los consumos de carbón y productos petrolíferos. Adicionalmente, tendrá que seguir desarrollando actuaciones de eficiencia energética en sus procesos. Todo ello debería realizarse prestando especial atención a los riesgos de deslocalización y de pérdida de competitividad que pueden derivar de este proceso.

En el escenario *Alta eficiencia eléctrica* en 2030, se mantiene prácticamente el mismo nivel de emisiones en el sector industrial que en el año 2015, con un incremento del consumo de energía final de un 20%, derivado de un incremento de la producción estimado del 30%[28]. Electrificar de manera más acelerada el consumo del sector industrial (por ejemplo, mediante una modificación en la tarifa eléctrica, que permitiese a este vector energético ser más competitivo) permitiría reducir aún más las emisiones en este sector, y rebajar los objetivos aplicados en otros sectores, donde la toma de decisiones por parte de los consumidores puede ser más lenta e incierta. Por el contrario, no hay dudas de que el sector industrial reaccionaría rápidamente ante unos precios de sus insumos energéticos más reducidos, ya que le permitiría mantener, o aumentar su competitividad, en sus respectivos mercados.

Todos los escenarios excepto el *Continuista* permitirían cumplir a 2030; solo el escenario de *Alta eficiencia eléctrica* permite asegurar el cumplimiento a 2050

El escenario *Reducción convencional* requiere esfuerzos de eficiencia energética muy relevantes

La reducción del consumo fósil fundamentalmente a partir de medidas "convencionales" de eficiencia energética en el escenario *Reducción convencional* permite mantener el consumo de energía final en 81 Mtep, y presentaría un estrecho margen de cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones en sectores difusos a 2030 (166 MteqCO_2 frente al actual objetivo de 174 MteqCO_2).

28. Estimado a partir del coeficiente histórico de relación entre el incremento del PIB y el incremento de la producción industrial

En el sector transporte, los fabricantes de vehículos deberían conseguir reducir el consumo de la media de los nuevos turismos convencionales en un 40% hasta 2030 (comparado con la media de los nuevos turismos a 2016). Esto supone que la media de consumo de los nuevos turismos convencionales pase de ~5 l/100km en 2015, a menos de 3 l/100km en 2030. Esta ganancia de eficiencia requerirá un relevante esfuerzo tecnológico por parte de los fabricantes, que incluirá hibridaciones de motores (hasta ~25% de ahorro), reducción de peso de los vehículos (~20%), o la incorporación de elementos como el *start-stop* o los sistemas de control de crucero (~10%). Pese a que algunos automóviles, ya disponibles en el mercado, presentan consumos en torno a 4 l/100km[29], supone un relevante reto conseguir que la media del nuevo parque, incluyendo turismos de alta gama se hasta dichos niveles.

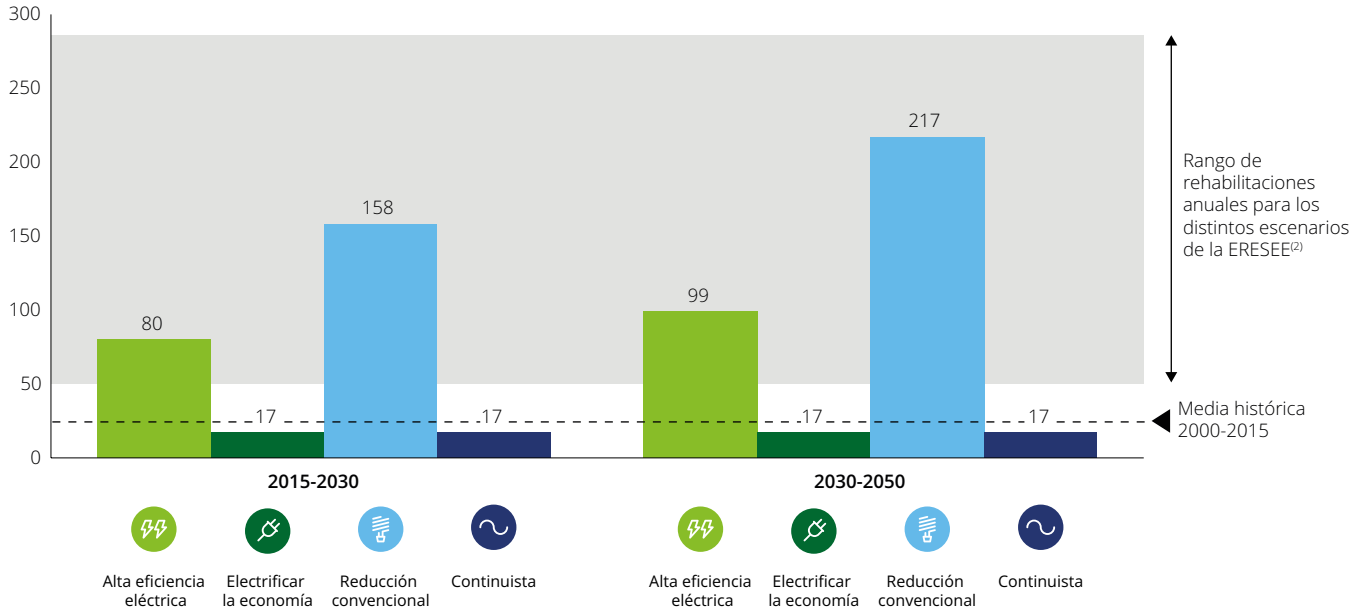
Estas ganancias de eficiencia implicarían que los nuevos turismos convencionales pasen de emitir 115 gCO_2/km en la actualidad a 65 gCO_2/km en 2030. Esta reducción de emisiones deberá cumplir con el nuevo sistema de homologación del consumo y las emisiones para nuevos vehículos, denominado WLTP (*Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure*), que sustituirá, a partir de 2018, al sistema de homologación utilizado hasta la actualidad NEDC (*New European Driving Cycle*). Este nuevo sistema pretende simular de un modo más preciso las condiciones reales de conducción, y se ha implementado debido a que "las emisiones de algunos vehículos medidas en la carretera, en realidad, exceden sustancialmente las emisiones medidas en el ciclo de ensayo de laboratorio actualmente aplicable"[30]. Como indicador del esfuerzo adicional que podría implicar la aplicación de este sistema, las primeras pruebas estiman que este nuevo sistema puede incrementar un 20-40% las emisiones homologadas de los vehículos.

En el transporte de mercancías, los camiones propulsados por gas natural deberían tomar un protagonismo muy relevante, ya que el 40% de las t-km transportadas en 2030 debería realizarse con este combustible. Esta penetración implicará la reducción, respecto al camión convencional, de 4 $MteqCO_2$ al año (casi un 25% de las emisiones del transporte de mercancías pesadas en 2015) hasta 2030.

En el sector de la edificación, además de considerar la sustitución de los equipos al final de su vida operativa por otros más eficientes, sería necesario el equivalente a la rehabilitación integral de ~160 mil viviendas al año hasta 2030 en el escenario *Reducción convencional*, entendiendo rehabilitaciones como actuaciones completas en fachadas, cubiertas, cerramientos y sustitución de electrodomésticos y sistemas de iluminación, que permitan un ahorro de energía del 30-40% sin reducir el confort para los usuarios. Como referencia, la tasa histórica de rehabilitaciones en los últimos años se ha situado en torno a 20 mil viviendas al año[31], si bien no todas ellas han implicado un ahorro energético de la magnitud que se está considerando (por ejemplo, únicamente el 20% de las rehabilitaciones incluye trabajos en tejados y cubiertas). Esta tasa de ~160 mil viviendas supondría multiplicar por 8 la tasa media de rehabilitaciones histórica, llegando a una tasa anual similar a la estimación más optimista establecida

29. Por ejemplo, el Toyota Prius híbrido no enchufable, con un coste de más de 30.000 €
30. Comisión Europea - Hoja informativa. Acción de la UE para frenar la contaminación causada por los vehículos: Preguntas y respuestas. Agosto de 2017
31. Número de viviendas según licencias municipales de obra

Cuadro 19: Viviendas equivalentes a rehabilitar[1] anualmente en los escenarios analizados
(miles de viviendas al año)



(1) Considera una reducción media del uso energético del 30% por vivienda rehabilitada
(2) Estrategia a largo plazo para la Rehabilitación Energética en el sector de la Edificación en España

Fuente: ERESEE; análisis Monitor Deloitte

en la Estrategia para Rehabilitación Energética en el Sector de la Edificación en España (ver Cuadro 19).

El esfuerzo de la economía española para desarrollar la eficiencia energética de este escenario sería muy ambicioso, y estaría sujeto a importantes incertidumbres de evolución tecnológica de los equipos convencionales y de ritmos de adopción de las medidas. Para permitir la descarbonización completa de la economía en el largo plazo, este escenario debe hacer frente a: (i) la viabilidad de reducir las emisiones de vehículos proyectadas o de llevar a cabo sostenidamente las elevadas tasas de rehabilitación, y (ii) que estas actuaciones "convencionales" de eficiencia energética tengan un tope en su capacidad de aplicación, que no permita seguir incrementando la eficiencia en el largo plazo. Estas incertidumbres hacen que el cumplimiento de los objetivos a 2050 bajo este escenario se considere poco probable.

El escenario de *Electrificar la economía* es un paso en la dirección correcta (electrificación) pero insuficiente en el largo plazo

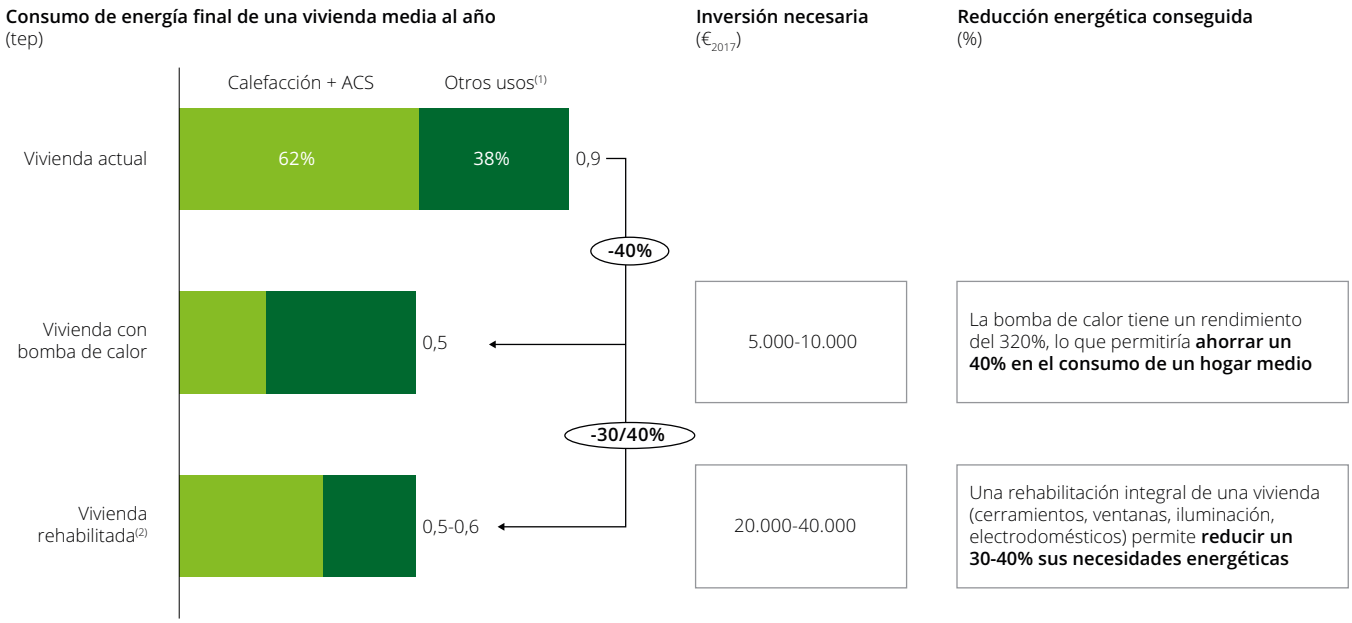
La electrificación de la economía, sin medidas adicionales de eficiencia energética en equipos convencionales, permite mantener el consumo de energía final en 81 Mtep, y presentaría un estrecho margen de cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones en sectores difusos a 2030 (162 MteqCO_2 frente al actual objetivo de 174 MteqCO_2).

La electricidad es el único vector energético que puede, simultáneamente, desplazar completamente vectores contaminantes de la demanda final (puede utilizarse para una gran cantidad de usos, con tecnologías ya disponibles), conseguir relevantes reducciones de consumo energético, y permitir la integración eficiente de energía renovable (como electricidad generada a partir de fuentes primarias renovables).

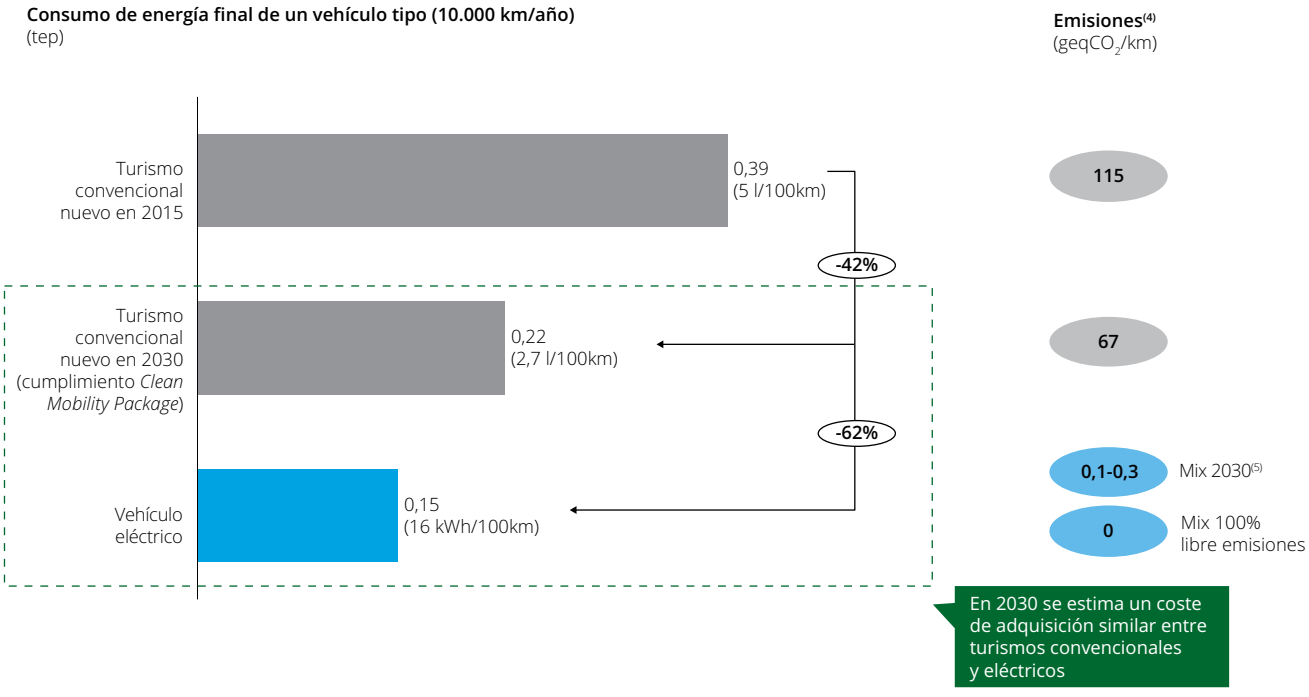
Las tecnologías eléctricas permiten elevadas ganancias de eficiencia energética comparadas con las medidas de eficiencia "convencionales". Por ejemplo, un vehículo eléctrico es unas 3-4 veces más eficiente que un vehículo convencional comparable[32], y un ferrocarril de mercancías eléctrico es unas 4 veces más eficiente que un camión convencional. El consenso de los analistas estima que los vehículos eléctricos se equipararán en coste de adquisición a un vehículo convencional en los próximos 2-6 años). La electrificación de estos usos permiten unas ganancias de eficiencia y reducción de emisiones iguales, o incluso superiores, a las obtenidas

32. Medido en energía primaria necesaria

Cuadro 20: Comparación del ahorro energético en una vivienda media



Comparación de consumo energético y emisiones(3) de un vehículo eléctrico frente un vehículo convencional



(1) Incluye consumo de electrodomésticos, cocina, iluminación y refrigeración

(2) Se considera la rehabilitación integral de una vivienda de 90 m²

(3) Valores de consumo unitario y emisiones unitarias estimados mediante el método NEDC. Este método de medición del consumo de vehículos se va a sustituir por el WLTP, a partir de 2018, que replica de un modo más preciso las condiciones reales de conducción en carretera, y que se estima que aumentará en un 30% los valores de emisiones con respecto al método NEDC. Los valores de consumo total se han estimado utilizando consumos reales (metodología WLTP)

(4) No incluye emisiones derivadas de la fabricación de los vehículos

(5) Factor de emisión de generación eléctrica: 0,9-1,9 teqCO_2/tep

Fuente: Fundación para la eficiencia energética; ERESEE; análisis Monitor Deloitte ; IDAE; MAPAMA; Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte

mediante actuaciones de eficiencia energética convencional más costosas de desarrollar (ver Cuadro 20).

El escenario *Alta eficiencia eléctrica* cumple los objetivos a 2030, y hace viable un modelo energético con objetivos más ambiciosos

El escenario *Alta eficiencia eléctrica* es el único que cumple con los 3 principales objetivos de descarbonización analizados (27% de renovables sobre energía final, reducción de emisiones en sectores difusos en 2030 y reducción de emisiones totales a 2050) y requiere la instalación de menor capacidad renovable a 2030[33] (ver Cuadro 21). Los escenarios *Electrificar la economía* y *Reducción convencional* cumplen con los objetivos a 2030, si bien presentarían un estrecho margen de cumplimiento del objetivo de sectores difusos, mientras que el escenario *Continuista* no permitiría cumplir ninguno de ellos.

Como los objetivos y compromisos actuales no permitirán alcanzar una reducción del incremento de temperatura por debajo de 2ºC, es probable que estos sean revisados con una mayor ambición. El escenario *Alta eficiencia eléctrica* es el que mejor prepara al modelo energético español ante la posibilidad de que se establezcan objetivos de descarbonización más ambiciosos a 2030, lo que no es descartable, vista la insuficiencia de los objetivos actuales para alcanzar las metas de la COP21.

- En el caso de que el objetivo de eficiencia energética pasara del actual 27% al 40%, la energía final máxima que se debería consumir en España en 2030 sería de 75 Mtep. Ninguno de los escenarios analizados en este documento permitiría cumplir con este objetivo. A pesar de ello, el escenario *Alta eficiencia eléctrica* es el que más se acercaría, ya que es aquel que implica un menor consumo de energía final de entre los analizados (77 Mtep en 2030). Intensificar aún más

Cuadro 21: Cumplimiento de los principales objetivos de descarbonización por escenario

	2030		2050
	Renovable sobre energía final	Emisiones difusas	Emisiones totales
Objetivo	27%	174 $MteqCO_2$	14-88 $MteqCO_2$
Alta eficiencia eléctrica 33%	33% ✓	153 ✓	65 ✓
Alta eficiencia eléctrica	27% ✓	153 ✓	65 ✓
Electrificar la economía	27% ✓	162 ✓	105 ✗
Reducción convencional	27% ✓	166 ✓	131 ✗
Continuista	20% ✗	205 ✗	372 ✗

33. El escenario *Alta eficiencia eléctrica* supone un menor esfuerzo inversor, y menores riesgos técnicos en la operación del sistema eléctrico ya que requiere la instalación de 35 GW de nueva potencia renovable peninsular, mientras los escenarios *Reducción convencional* y *Electrificar la economía* requieren 37 y 40 GW respectivamente

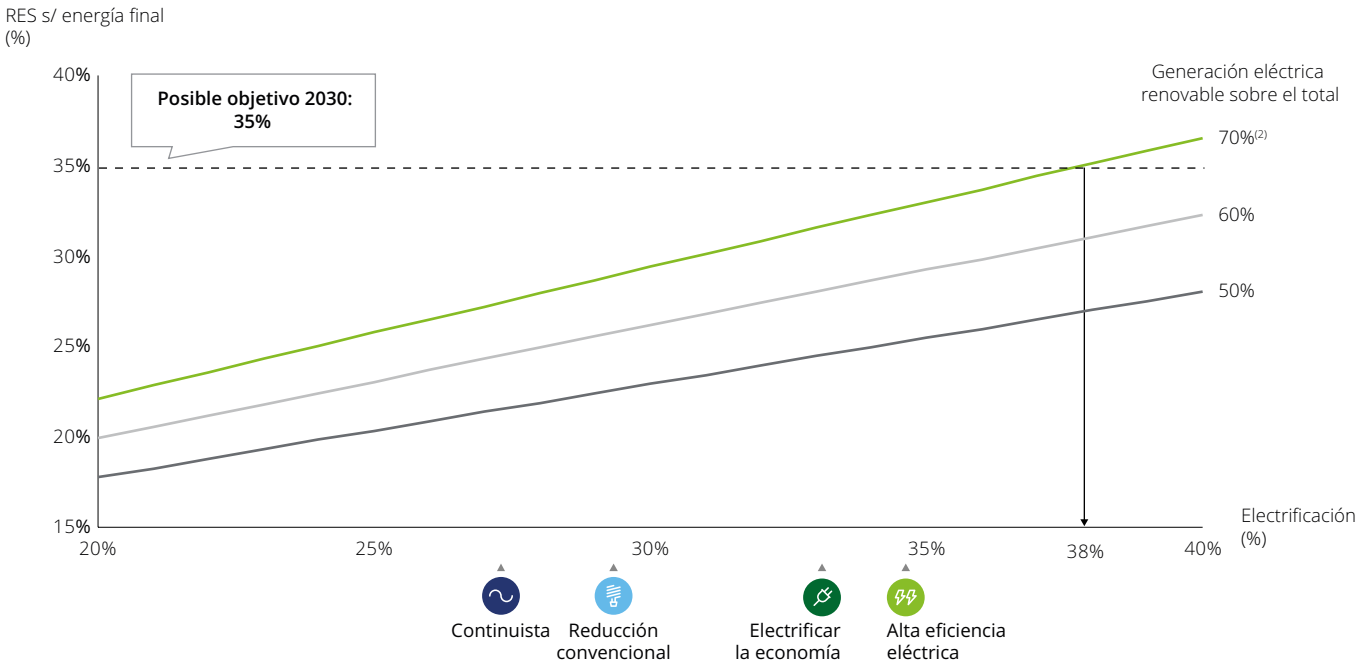
la electrificación de la economía, como, por ejemplo, introduciendo restricciones a la venta de vehículos convencionales para impulsar la penetración de vehículos eléctricos, permitiría cumplir con este posible objetivo.

- Si el objetivo de energía renovable sobre energía final a 2030 pasara del 27% actual al 35%, tal y como se está considerando a nivel europeo, ninguno de los escenarios permitiría cumplir. Conseguir este objetivo requiere incrementar la electrificación de la economía, ya que es el único modo de integrar una mayor cantidad de energía renovable en el sistema a través de nueva generación renovable (ver Cuadro 22). El escenario *Alta eficiencia eléctrica 33%* facilitaría alcanzar el nuevo objetivo para el 35% de renovables: incrementando la electrificación del modelo energético a 2030 en 2 p.p.[34], hasta alcanzar el 37%, e incorporando 10 GW adicionales de nueva capacidad renovable peninsular, respecto a la ya considerada en este escenario. Por su parte, alcanzar el objetivo del 35%, desde los escenarios *Electrificar la economía* y *Reducción convencional* (electrificación del 33% y el 29% respectivamente), supondría incrementar el nivel de electrificación un 4 p.p. y un 8 p.p., el doble y el cuádruple que desde el escenario *Alta eficiencia eléctrica 33%*, e instalar 36 y 31 GW de nueva potencia renovable, adicionales a los necesarios en cada uno de estos escenarios.

A 2050, alcanzar los objetivos de descarbonización en otros escenarios diferentes al de *Alta eficiencia eléctrica* no parece viable

El escenario *Alta eficiencia eléctrica* permite asegurar una senda de cumplimiento a 2050 (ver Cuadro 23), que reduce el riesgo de extra-costes para el usuario final y el resto de la economía. En este escenario, el uso de combustibles fósiles (productos petrolíferos, gas natural y carbón) para usos energéticos estaría limitado en 2050 a la aviación, a una parte del

Cuadro 22: Porcentaje de renovable sobre energía final en función de la electrificación de la demanda de energía final a 2030(1)

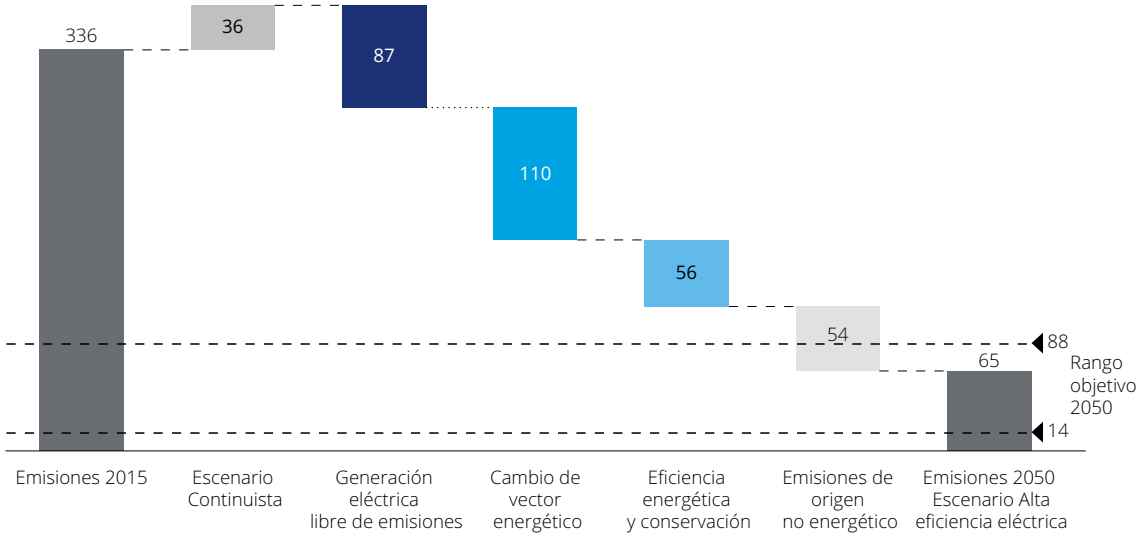


(1) Se considera una demanda de energía final representativa de 80 Mtep, un 7% de renovable de uso final sobre la demanda de energía final y unas pérdidas en generación eléctrica del 12%
(2) Máximo de integración posible de renovables en el sistema eléctrico, con carácter ilustrativo

Fuente: análisis Monitor Deloitte

34. Puntos porcentuales

Cuadro 23: Evolución de las emisiones desde el escenario *Continuista* al escenario *Alta eficiencia eléctrica*[1]
($MteqCO_2$)



(1) Efectos incrementales

Fuente: IDAE; MAPAMA; UNFCC; análisis Monitor Deloitte

transporte pesado de mercancías y a su uso en determinados procesos industriales que no puedan ser electrificados.

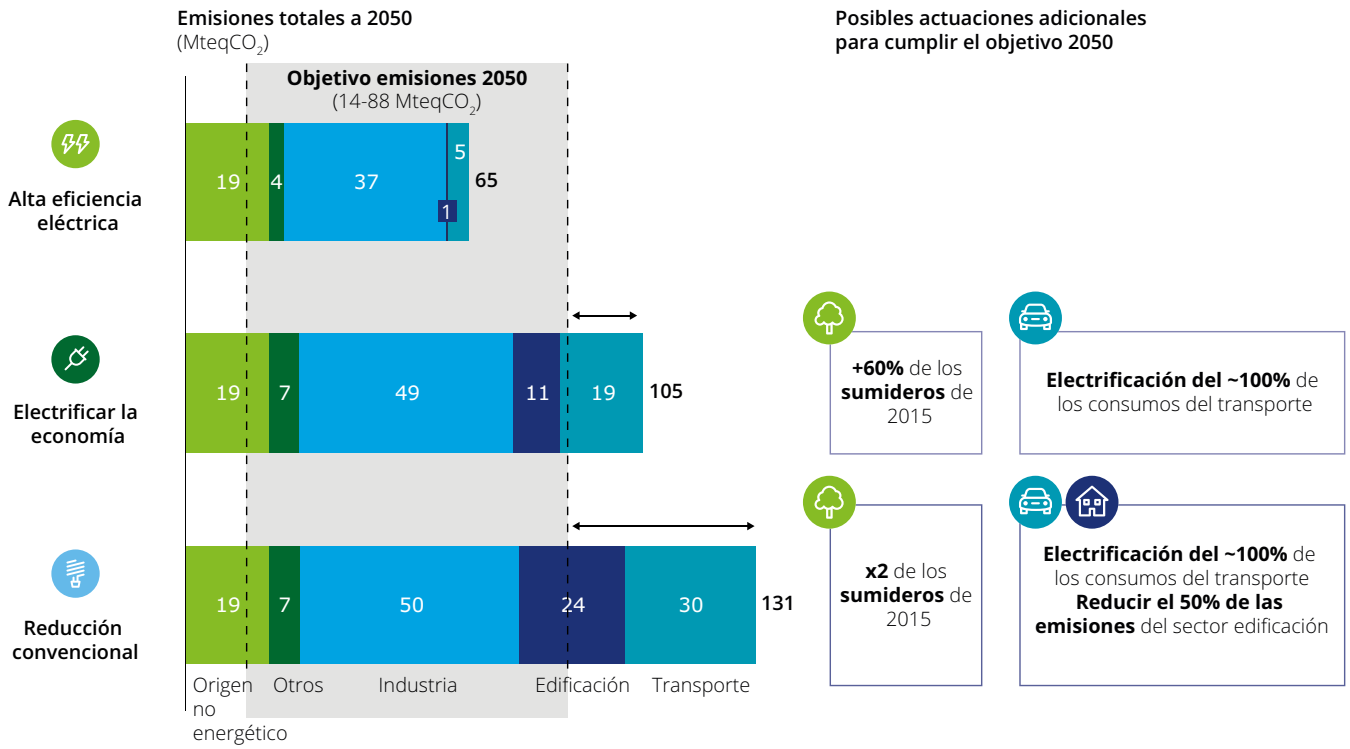
Los escenarios *Reducción convencional* y *Electrificar la economía* presentarían a 2050 unas emisiones de 131 y 105 $MteqCO_2$, respectivamente, y no permitirían el cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones totales a dicho año (menos de 88 $MteqCO_2$). Para cumplir en 2050 bajo estos escenarios sería necesario desarrollar, a partir de 2030, un cambio acelerado en la demanda final, que requeriría tomar medidas (por ejemplo, electrificación acelerada) y presentarían varios riesgos: (i) generarían un mayor riesgo de costes hundidos (por ejemplo, por inversiones infrautilizadas a partir de 2030), y (ii) implicarían extra-costes para el consumidor final (por ejemplo, por la necesidad de aumentar la inversión en renovables para promover una mayor descarbonización). Se podrían también desarrollar actuaciones alternativas en 2050 que permitiesen abatir adicionalmente 17 $MteqCO_2$ en el escenario *Electrificar la economía* y 43 $MteqCO_2$ en el escenario *Reducción convencional*. Estas actuaciones

El escenario *Alta eficiencia eléctrica* permite asegurar una senda de cumplimiento a 2050, que reduce el riesgo de extra-costes para el usuario final y el resto de la economía.

tendrían que apoyarse sobre tecnologías con relevantes incertidumbres sobre su potencial de descarbonización o su disponibilidad para su uso masivo. A modo ilustrativo, el tipo de actuaciones que sería necesario ejecutar (ver Cuadro 24):

- Aumentar entre un 60-100% los sumideros disponibles en 2015. A modo de referencia, los sumideros de CO_2 existentes en España en 2015 (bosques y masa vegetal) permiten la absorción de un total de 38 MteqCO_2.
- Desarrollar instalaciones de secuestro y captura de CO_2 para 17-43 MteqCO_2. A modo de referencia, todos los proyectos de secuestro y captura de CO_2 a gran escala analizados en Europa (de los cuales únicamente 2, que representan 5% de la capacidad analizada, han llegado a ejecutarse) supondrían una capacidad de almacenamiento total cercana a los 40 MtCO_2 al año.
- Electrificar el 100% de los consumos del sector transporte, incluyendo la totalidad del transporte pesado por carretera y el tráfico aéreo o marítimo nacional.
- Reducir más del 50% de las emisiones del sector edificación (en escenarios que ya de por sí contemplan un esfuerzo muy relevante en eficiencia energética), lo que supondría acelerar aún más la rehabilitación del parque o electrificar la mayoría de los consumos energéticos en este sector.

Cuadro 24: Actuaciones adicionales necesarias para cumplir con el objetivo de emisiones totales a 2050



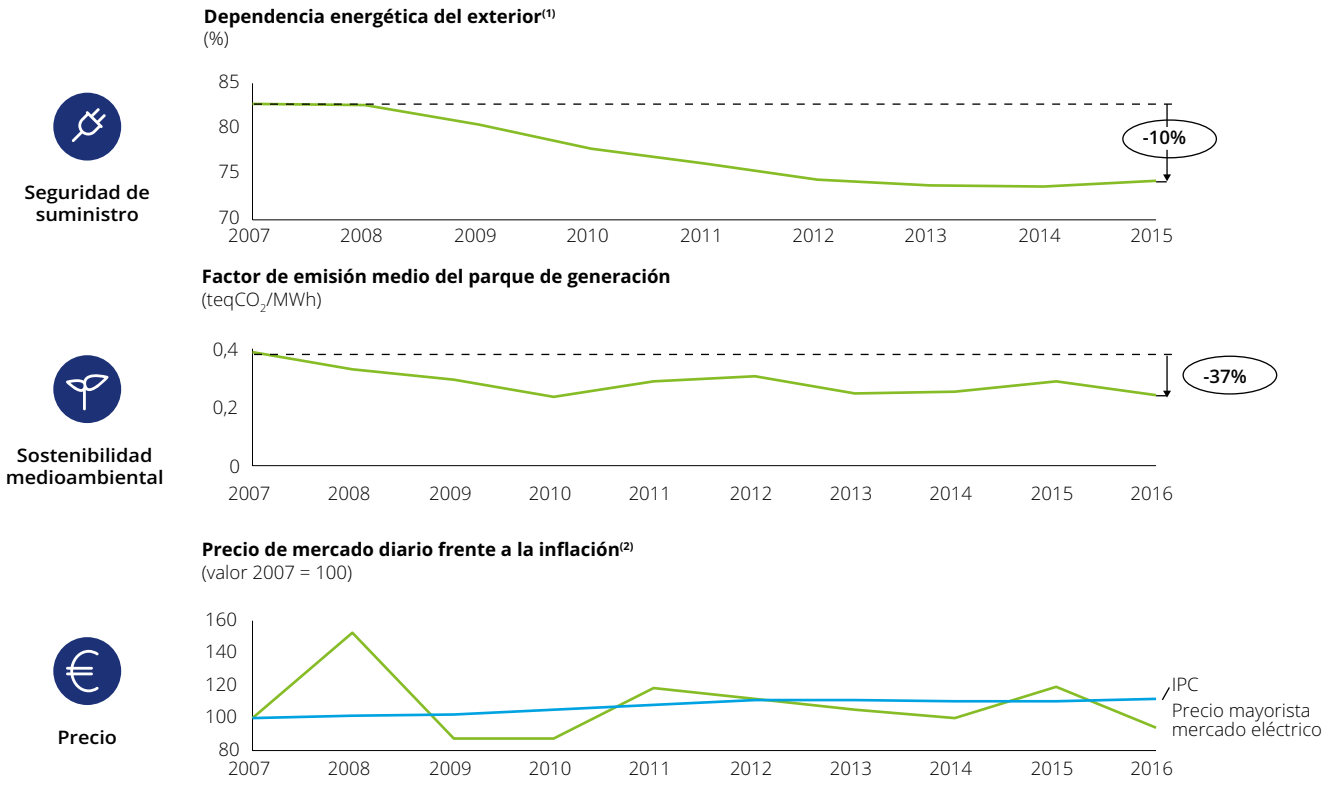
Fuente: análisis Monitor Deloitte

Para una transición eficiente del mix de generación se debe apostar por tecnologías maduras y aprovechar el parque actual hasta que se desarrollen nuevas tecnologías firmes libres de emisiones

Es necesario mantener la mayor cantidad posible de opciones abiertas porque existen incertidumbres que condicionan la evolución del mix

El mix de generación eléctrica en España ha sido objeto de una serie de actuaciones durante los últimos años que han permitido: (i) reducir la dependencia energética un 10% desde el año 2007, gracias a la diversificación de las fuentes primarias de energía, lo que repercute en una mayor seguridad de suministro de nuestro país, (ii) disminuir un ~40% el factor de emisión medio desde 2007, mejorando la sostenibilidad medioambiental de la generación eléctrica, y (iii) mantener el precio del mercado mayorista de electricidad por debajo de la inflación, consiguiendo mantener la competitividad del suministro eléctrico (ver Cuadro 25).

Cuadro 25: Evolución del mix de generación eléctrica en España en los últimos años



(1) Se considera que se importa el 50% de los consumos de carbón y el 100% de los consumos de productos petrolíferos y de gas natural. El uranio se considera producto nacional
(2) Se considera la inflación de diciembre a diciembre

Fuente: REE; OMIE; análisis Monitor Deloitte

Para el año 2050, el mix de generación eléctrica debería ser prácticamente 100% libre de emisiones. Considerando este punto de llegada, la cuestión fundamental a resolver en la transición es cómo desarrollar este cambio desde el mix de generación actual. En el año 2016, el 43% de la generación eléctrica peninsular fue producido por energías renovables, el 34% fue de origen fósil en centrales de ciclo combinado de gas natural, en plantas térmicas de carbón y en sistemas de cogeneración no renovable, y el 23% restante fue de origen nuclear (ver Cuadro 26).

A futuro, existe una serie de incertidumbres que tendrán una elevada influencia en la definición y el desarrollo del mix óptimo de generación a 2030:

- ¿Cuál será el ritmo de crecimiento de la demanda real derivado de la electrificación? ¿Qué tecnologías eléctricas podrían desarrollarse para aumentar el consumo de electricidad (por ejemplo, la bomba de calor industrial)?

- ¿Cuándo estarán disponibles las tecnologías de almacenamiento a gran escala con costes competitivos? ¿Cuál puede ser su rol durante la transición, tanto en el almacenamiento de corto plazo (días, semanas) como a largo plazo (meses, estacional)? ¿Podrá el almacenamiento, incluyendo los sistemas de bombeo, asumir un papel relevante en la seguridad de suministro en la transición?

- ¿Qué tecnologías renovables aportarán una mayor cobertura de la demanda en el año 2030? ¿Cuáles serán más competitivas en costes durante la transición?

- ¿Cómo serán las necesidades de operación de un sistema eléctrico con mucha mayor demanda e intermitencia de la generación, para proporcionar seguridad de suministro en el corto y medio plazo (por ejemplo, control de tensión y frecuencia o respaldo o cobertura de demanda en épocas con reducida disponibilidad de fuentes de energía renovable primaria)? Algunas tecnologías renovables están demostrando su capacidad de aportar a la operación del sistema, por ejemplo, participando en determinados servicios de ajuste. ¿Podrán las tecnologías renovables evolucionar para incrementar su aportación a las necesidades crecientes de la operación del sistema eléctrico durante la transición?

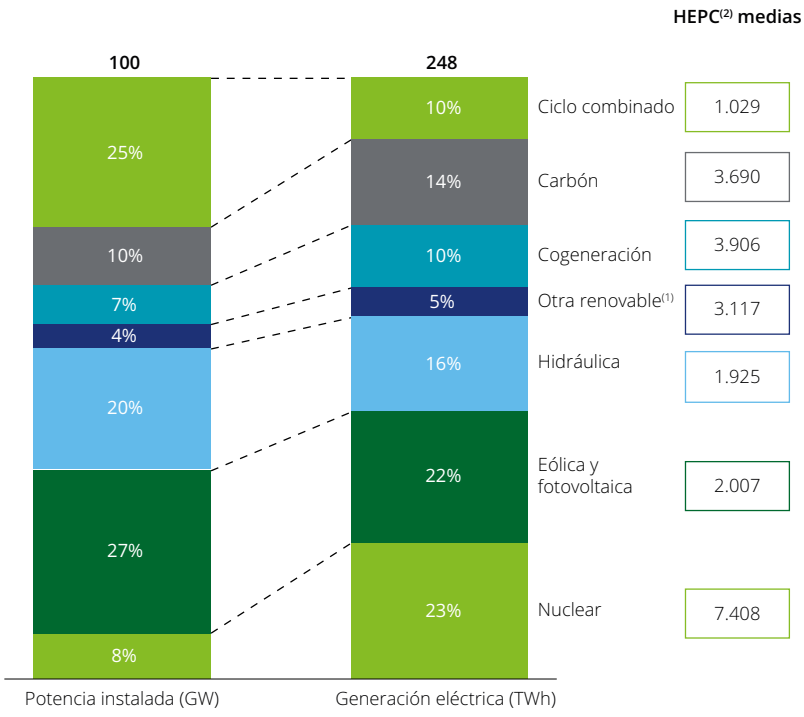
Las políticas que se desarrollen sobre el mix de generación necesitan mantener la mayor cantidad de opciones abiertas para, en función de la evolución de estas incertidumbres, tomar las decisiones más eficientes en el momento adecuado. La presencia de estas incertidumbres requiere que no se tomen decisiones drásticas, como, por ejemplo, cerrar plantas de generación de una determinada tecnología, o apostar por otras que no hayan alcanzado un nivel de madurez suficiente, que repercutan en los consumidores finales en forma de mayor coste eléctrico o menor nivel de seguridad de suministro.

Las baterías eléctricas no se espera que tengan madurez suficiente para prestar servicios de respaldo al sistema eléctrico de manera masiva antes de 2030

Los sistemas eléctricos requieren tecnologías capaces de proveer servicios que permitan garantizar la seguridad de suministro en el corto, medio y largo plazo. Estos servicios son provistos en la actualidad por un mix de tecnologías de generación que permiten garantizar la seguridad de suministro a diferentes plazos:

- En el corto plazo (segundos), la oferta y la demanda deben equilibrarse en tiempo real para garantizar la calidad del suministro y evitar daños a los equipos eléctricos del usuario final o apagones, mediante el control instantáneo de la frecuencia y la tensión en el sistema eléctrico.

Cuadro 26: Parque de generación eléctrica peninsular en 2016



(1) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina, geotérmica, termosolar y residuos

(2) Horas equivalentes a plena carga: número de horas de funcionamiento equivalentes de una central a máxima potencia, para producir una determinada cantidad de energía

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

- En el medio plazo (minutos, horas, días), el sistema debe reaccionar de forma rápida ante cambios en la demanda o la oferta, por ejemplo, ante una discontinuidad en la generación (por ejemplo, por la desaparición repentina de viento en una zona geográfica con elevada concentración de generación eólica) o en la demanda (por un fallo de una línea o una subestación), utilizando capacidad disponible con una rápida capacidad de respuesta y que sea capaz de suministrar la energía necesaria durante minutos u horas.

- En el largo plazo (semanas, meses), para hacer frente a períodos prolongados de escasez de recurso en tecnologías de generación, por ejemplo, en las que dependen de recursos renovables que pueden estar sujetos a estacionalidad (sol, viento, agua). Estos períodos hacen necesario actualmente la garantía de potencia que prestan tecnologías que pueden almacenar energía primaria (por ejemplo, centrales térmicas).

El almacenamiento permite acumular energía eléctrica para su uso en un momento posterior, ya sea a corto o largo plazo, de forma instantánea o de forma sostenida en el tiempo. En la actualidad existen diferentes tecnologías de almacenamiento, que pueden ser clasificadas en función de su tecnología de funcionamiento:

- Química: almacenamiento en forma de hidrógeno o gas natural sintético *(Power-to-gas)*, sintetizados gracias al consumo de electricidad. Posteriormente, ese hidrógeno o gas natural se utilizará como combustible para generar electricidad.

- Eléctrica: almacenamiento en sistemas eléctricos como supercapacitores o supercondensadores magnéticos (SMES).

- Térmica: almacenamiento en forma de calor, principalmente en agua o sales, presente en plantas termosolares. Cuando se necesita electricidad se

utiliza este calor acumulado para alimentar el sistema de generación de vapor acoplado a una turbina que genera electricidad.

- Electroquímica: almacenamiento a través de una reacción química reversible entre los materiales que forman parte de la batería, tales como el litio o el plomo.

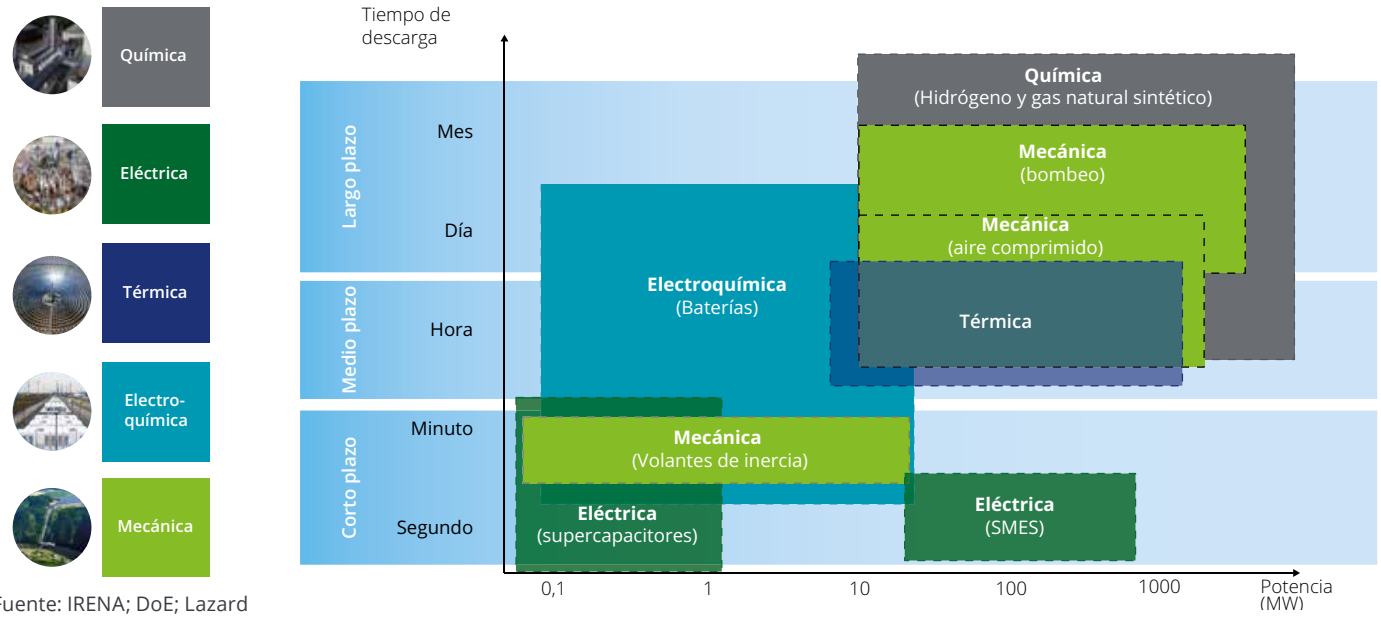
- Mecánica: almacenamiento en forma cinética o potencial. Los volantes de inercia almacenan energía gracias a la inercia generada en su movimiento giratorio, y los sistemas de bombeo y aire comprimido almacenan energía mediante la acumulación de un fluido que posteriormente se utiliza para generar electricidad.

Estas tecnologías presentan diferentes prestaciones que podrían servir como apoyo a la seguridad de suministro del sistema eléctrico. Por ejemplo, para el corto plazo, se pueden utilizar sistemas eléctricos o volantes de inercia que tengan un reducido tiempo de descarga, mientras que para el largo plazo se puede utilizar baterías electroquímicas, para usos que requieran potencias reducidas, y sistemas de bombeo o *Power-to-gas* para usos que requieran mayores potencias (ver Cuadro 27).

La tecnología de almacenamiento de energía ha experimentado, en los últimos años, importantes reducciones de costes y mejoras de prestaciones, pero a día de hoy, únicamente la tecnología de bombeo[35] aporta capacidad de respaldo en algunos sistemas eléctricos. A nivel mundial están instalados unos 170 GW de capacidad de esta tecnología, que suponen casi la totalidad de la potencia instalada en almacenamiento. El resto de tecnologías de almacenamiento siguen teniendo un peso mucho menor, alcanzando una potencia instalada conjunta de ~4 GW (ver Cuadro 28). Incluso algunas de estas tecnologías, como por ejemplo el *Power-to-Gas*, se encuentran aún en un estado experimental. Esto se refleja en el mayor coste que tiene el almacenamiento frente a otras soluciones. A 2030, pese a la importante reducción de costes que se estima para las principales tecnologías, no parece que se vaya a convertir en una tecnología plenamente competitiva (ver Cuadro 29).

El almacenamiento podría llegar a resolver las necesidades de seguridad de suministro en el corto y medio plazo (segundos, minutos, horas, días), pero difícilmente podrá resolver las necesidades de largo plazo (semanas, meses), que requerirían almacenar la energía en los meses de menor demanda y mayor producción renovable, o un sistema de generación (sobre)dimensionado para el máximo absoluto de demanda. En el primer caso, no existe una tecnología de almacenamiento económicamente viable que solucione este problema. En el segundo caso, la solución tendría un coste inasumible para el consumidor eléctrico.

Cuadro 27: Características de las principales tecnologías de almacenamiento

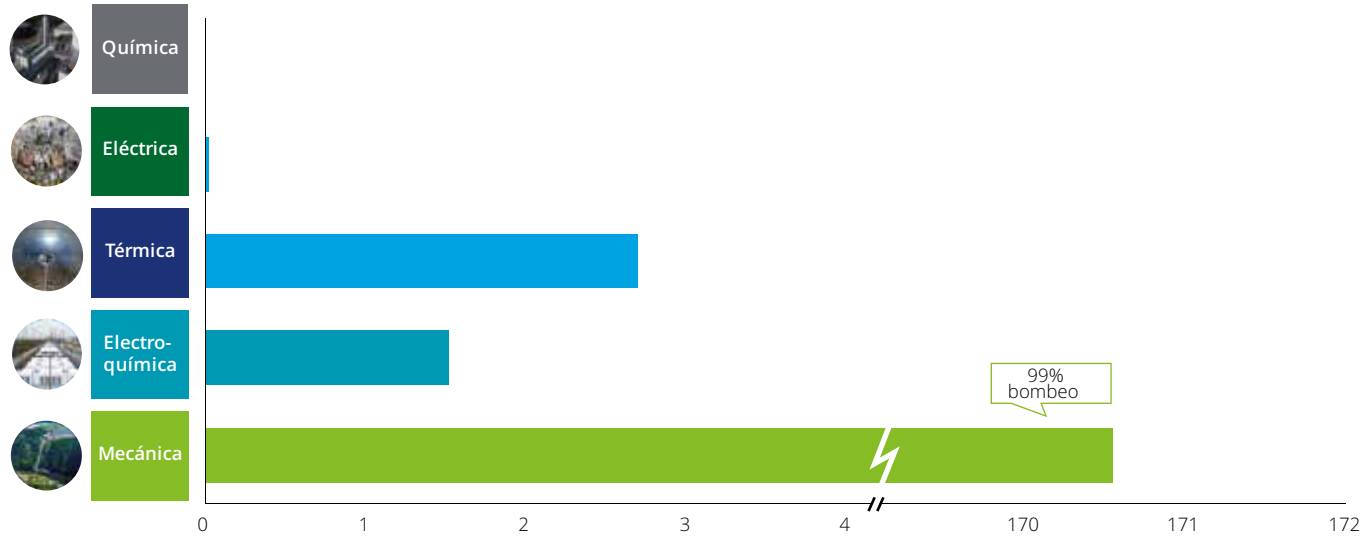


Fuente: IRENA; DoE; Lazard

35. Central hidroeléctrica en la que el agua contenida en un embalse situado en el nivel más bajo es bombeada a un depósito situado en una cota más alta, con el fin de turbinarla posteriormente para generar electricidad

Cuadro 28: Capacidad mundial instalada de almacenamiento en 2017(1)

(GW)

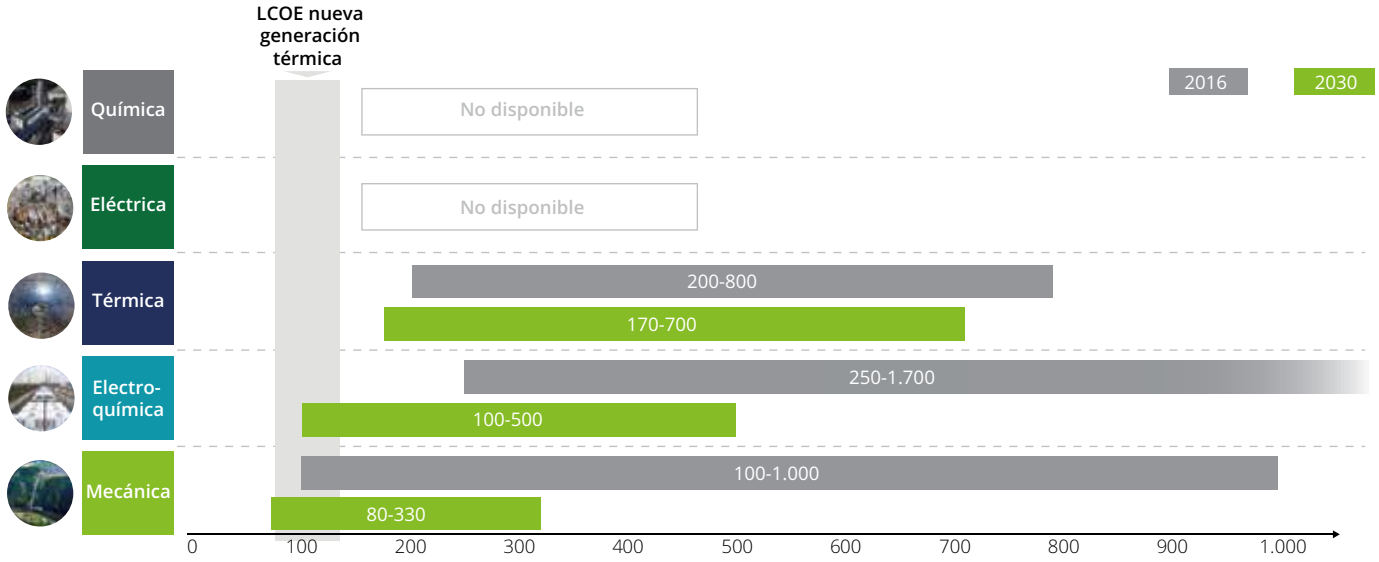


(1) Capacidad de almacenamiento conectada a la red en 2017 según "DoE Global Energy Storage Database"

Fuente: IRENA; DoE; Lazard

Cuadro 29: Perspectivas de evolución de coste de las tecnologías de almacenamiento (LCOS(1))

($€_{2016}$/MWh)



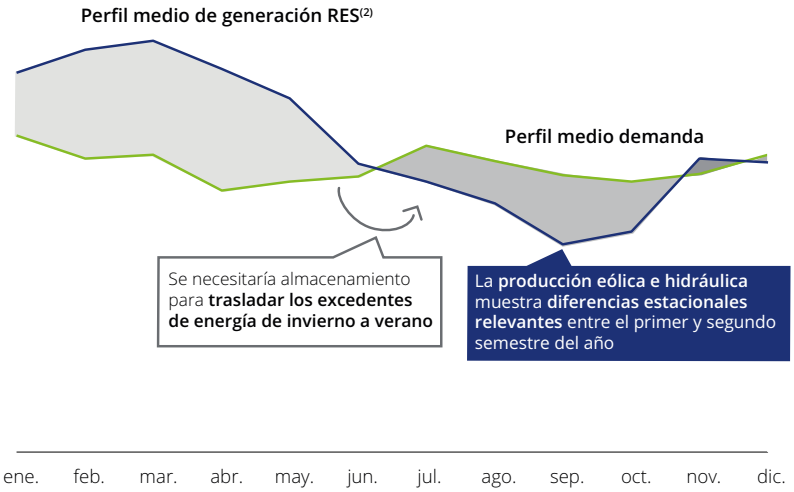
(1) *Levelized Cost of Storage* (LCOS): Coste medio de energía de un sistema de almacenamiento a lo largo de su vida útil teniendo en cuenta los costes de instalación, recarga y operación y mantenimiento. No incluye el coste de producción de electricidad

Hipótesis 2016: CAPEX: Térmica (300-1.000 €2016/kWh), electroquímica (350-1.500 €2016/kWh), mecánica (120-1.000 €2016/kWh). Horas anuales de funcionamiento: térmica (1.200-2.800), electroquímica (500-2.800), mecánica (1.400-2.800)

Hipótesis 2030: CAPEX: Térmica (250-850 €2016/kWh), electroquímica (130-650 €2016/kWh), mecánica (100-650 €2016/kWh). Horas anuales de funcionamiento: térmica (1.200-2.800), electroquímica (500-2.800), mecánica (1.400-2.800). CAPEX generación térmica: CCGT (900 €/kW), carbón (1.000-1.200€/kW). HEPC gen. térmica: CCGT (1.000-2.000), carbón (500-1.000)

Fuente: IRENA; DoE; Lazard; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 30: Comparativa de perfiles[1] de demanda eléctrica y generación renovable en España 2011-2016 (península)

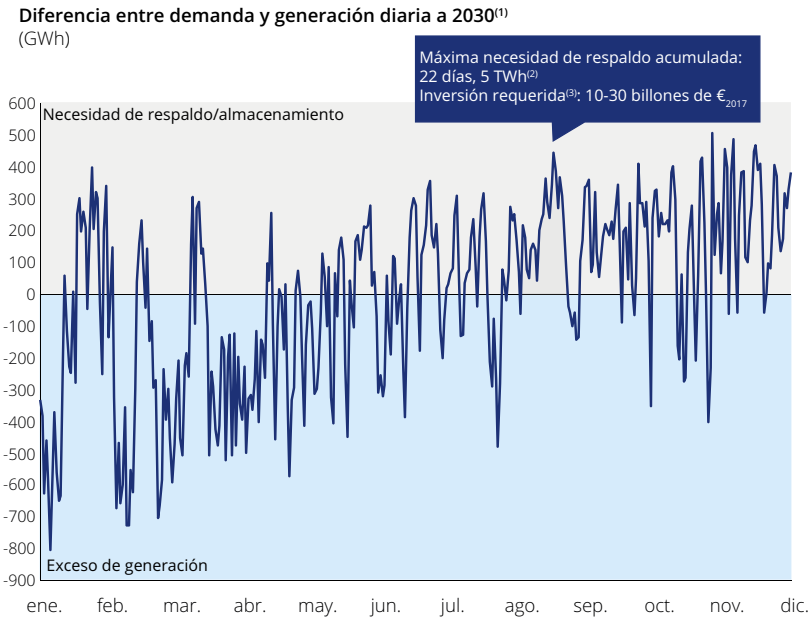


(1) El gráfico presenta una comparación ilustrativa de perfiles, no de escalas

(2) Generación hidráulica (régimen ordinario y especial), generación eólica y generación solar FV

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 31: Estimación de necesidad de almacenamiento en un escenario sin capacidad de respaldo térmico a 2030



(1) Demanda eléctrica total peninsular en 2030: 331 TWh, con perfil similar a 2016. Nueva capacidad de generación renovable instalada: 58GW (necesaria para cubrir toda la demanda anual), considerando un perfil de generación similar a 2016. Perfil de producción hidráulico igual al del año 2016, año ligeramente húmedo. Estimación sin considerar generación con gas natural y carbón

(2) Máximo acumulado en días consecutivos de la diferencia diaria entre la demanda y la generación. Eficiencia de los sistemas: 90%

(3) Hipótesis 2030: vida útil: 20 años; CAPEX Baterías de flujo (Bromuro de Zinc): 160-520 €$_{2017}$/kWh; baterías de litio: 70-520 €$_{2017}$/kWh; baterías de flujo (Vanadio): 100-325 €$_{2017}$/kWh; batería de alta temperatura: 105-290 €$_{2017}$/kWh

Fuente: Lazard; IRENA; análisis Monitor Deloitte

Se ha realizado un ejercicio para simular el almacenamiento necesario[36] que garantice la seguridad de suministro a largo plazo en el sistema eléctrico español, que actualmente ofrecen las plantas de generación térmicas. Este ejercicio considera que el sistema debería permitir almacenar la energía eléctrica necesaria para, en caso de periodos estacionales con menor recurso renovable (eólico, hidráulico y solar), abastecer la demanda de electricidad. Esto permitiría equilibrar el exceso de producción renovable que suele haber en primavera y el exceso de demanda que suele darse en otoño (ver Cuadro 30).

En base a este ejercicio, se necesitarían como mínimo 5 TWh[37] de almacenamiento de largo plazo, en caso de no contar con ninguna planta de generación de respaldo con gas natural o carbón. Este almacenamiento requeriría de un coste de inversión de entre 10 y 30 billones[38] de € (ver Cuadro 31), lo que supone un coste económico inasumible para el consumidor eléctrico.

El almacenamiento en los países con mayor capacidad instalada, como Estados Unidos, Japón o Australia, está siendo desplegado para aplicaciones puntuales, gracias al impulso por parte de los reguladores mediante subvenciones o medidas de mandato y control (objetivos). En Estados Unidos, donde ya hay instalados ~700 MW de almacenamiento en baterías electroquímicas (más que en ningún país del mundo), existen múltiples ayudas a la instalación de estos equipos, tanto a gran escala como a nivel residencial, así como objetivos vinculantes[39]. La instalación de un sistema de baterías a gran escala, normalmente por parte de compañías eléctricas, recibe ayudas en forma de mecanismos fiscales o subvenciones directas estatales, así como pagos por los sistemas eléctricos (CAISO, ERCOT, PJM, NYISO) por aportar servicios de regulación de frecuencia, respaldo y gestión de la demanda. Estos incentivos permiten actualmente obtener una rentabilidad a los inversores[40] en estas tecnologías. A nivel residencial las subvenciones existentes permiten que una batería sea casi tan barata como un generador eléctrico diésel, para evitar los frecuentes cortes de suministro en algunas zonas de Estados Unidos (ver Cuadro 32). Además, aporta otra serie de ventajas a los usuarios finales, como la capacidad de consumir electricidad adquirida a horas con precios inferiores. Sin embargo, este enfoque, basado en subvencionar una tecnología aún inmadura, no es sostenible para un despliegue a gran escala.

36. Considera un perfil de generación renovable y demanda en 2030 similar al actual
37. Correspondería a una capacidad de almacenamiento mínima para satisfacer el déficit de cobertura de la demanda en días consecutivos, sin considerar la necesidad de recargar los sistemas para satisfacer la demanda futura con un exceso de generación renovable
38. Millones de millones
39. En California, las tres eléctricas públicas Pacific Gas & Electric (PG&E), San Diego Gas & Electric (SDG&E) and Southern California Edison (SCE) tienen como objetivo la instalación de 1.325 GW de almacenamiento en 2020
40. Lazard *Levelized Cost Of Storage* – version 2.0

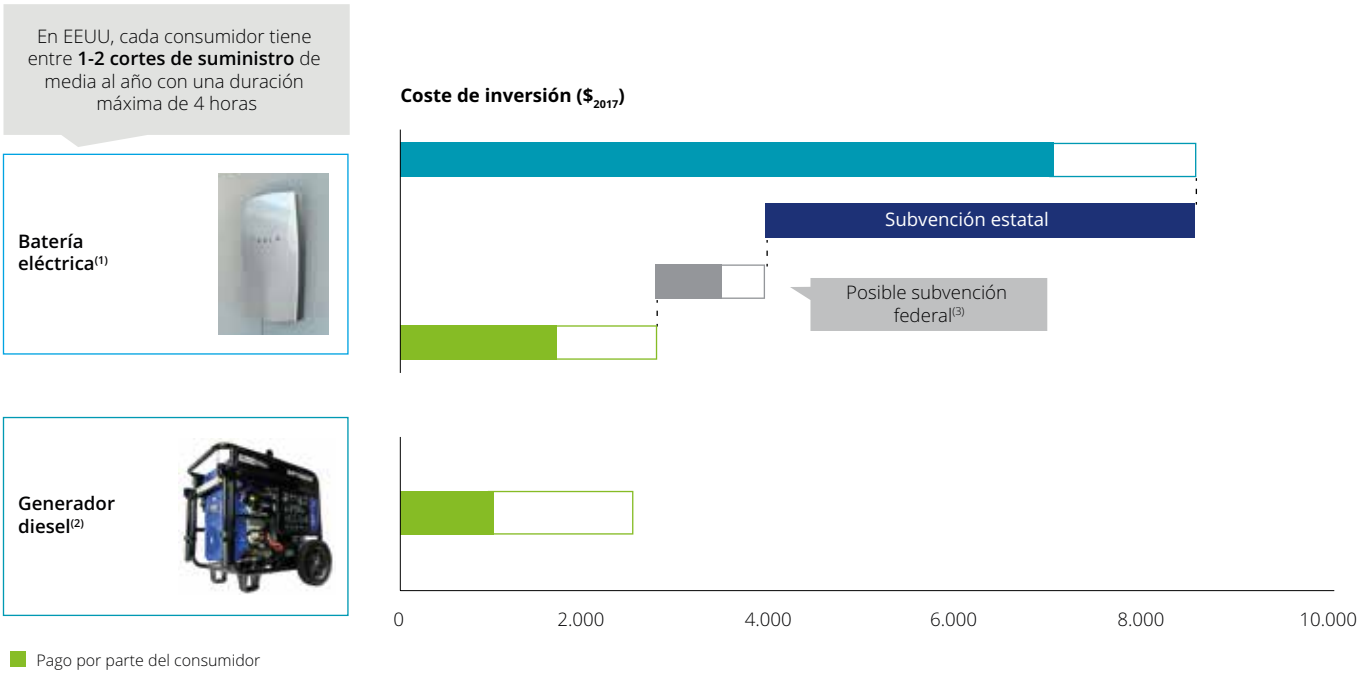
A pesar de la inmadurez actual, los proyectos de almacenamiento en desarrollo, la inversión de organizaciones públicas y privadas y su evolución tecnológica indican un futuro prometedor. Durante la transición, las alternativas viables económicamente para garantizar la seguridad de suministro del sistema español podrían ser sistemas de bombeo, tanto en forma de repotenciación de centrales existentes como la construcción de nuevas centrales (si tuviesen el apoyo necesario), y la integración gradual de ciertos sistemas de baterías. En el caso del bombeo, se estima que en el sistema español podría haber un potencial de unos 3-10 GW adicionales, que podrían sustituir al respaldo de las primeras plantas convencionales que lleguen al final de su vida útil.

En el horizonte 2030, podrían ir apareciendo tecnologías que hoy son todavía experimentales, como el *Power-to-gas*, que permitiría utilizar excedentes de generación eléctrica procedentes de renovables, para obtener hidrógeno, que podría ser utilizado para generar electricidad en las puntas de demanda con menor producción renovable. Adicionalmente, en este horizonte, estas tecnologías se deberían acompañar por mecanismos de gestión de demanda que permitan reducir el respaldo necesario. Ante la incertidumbre de cuando el almacenamiento puede ser una alternativa y en qué volumen, es eficiente mantener tecnologías térmicas convencionales de respaldo que ya están instaladas en el sistema, y que deberían ir desapareciendo a medida que ese almacenamiento estuviera disponible.

La tecnología de captura y secuestro de carbono no es actualmente una solución viable a gran escala

La tecnología de captura y secuestro de CO_2 ha aparecido en las últimas décadas como una gran oportunidad para la descarbonización, ya que permitiría el secuestro del CO_2 capturado de las emisiones procedente de centrales térmicas e industrias. Sin embargo, esta tecnología tiene limitaciones:

Cuadro 32: Alternativas para garantizar la seguridad de suministro eléctrico para un consumidor residencial en California



(1) Costes de equipo y de instalación para una batería de 14kWh (Tesla Powerwall 2)
(2) Coste para un generador diésel de 10 kW de potencia
(3) La subvención federal (30% ITC) solo es compatible con la estatal de California (SGIP: 400$/kWh) en casos determinados

Fuente: Tesla; Home depot; IEA; California Energy Commission

- Su potencial aplicación se ciñe exclusivamente a grandes instalaciones emisoras, ya que se requieren grandes volúmenes de emisiones para conseguir el secuestro del CO_2 de manera eficiente. Esto impide secuestrar la gran mayoría de las emisiones que se realizan en nuestro país, limitando su uso a grandes plantas de generación eléctrica (fundamentalmente las de carbón), e industrias altamente emisoras (siderurgia, cementera, etc.). Por otro lado, el elevado número de instalaciones industriales emisoras hace inviable, en la práctica, su uso extendido; en el caso español son cerca de 1.100 las instalaciones y empresas adscritas al mercado de emisiones ETS.

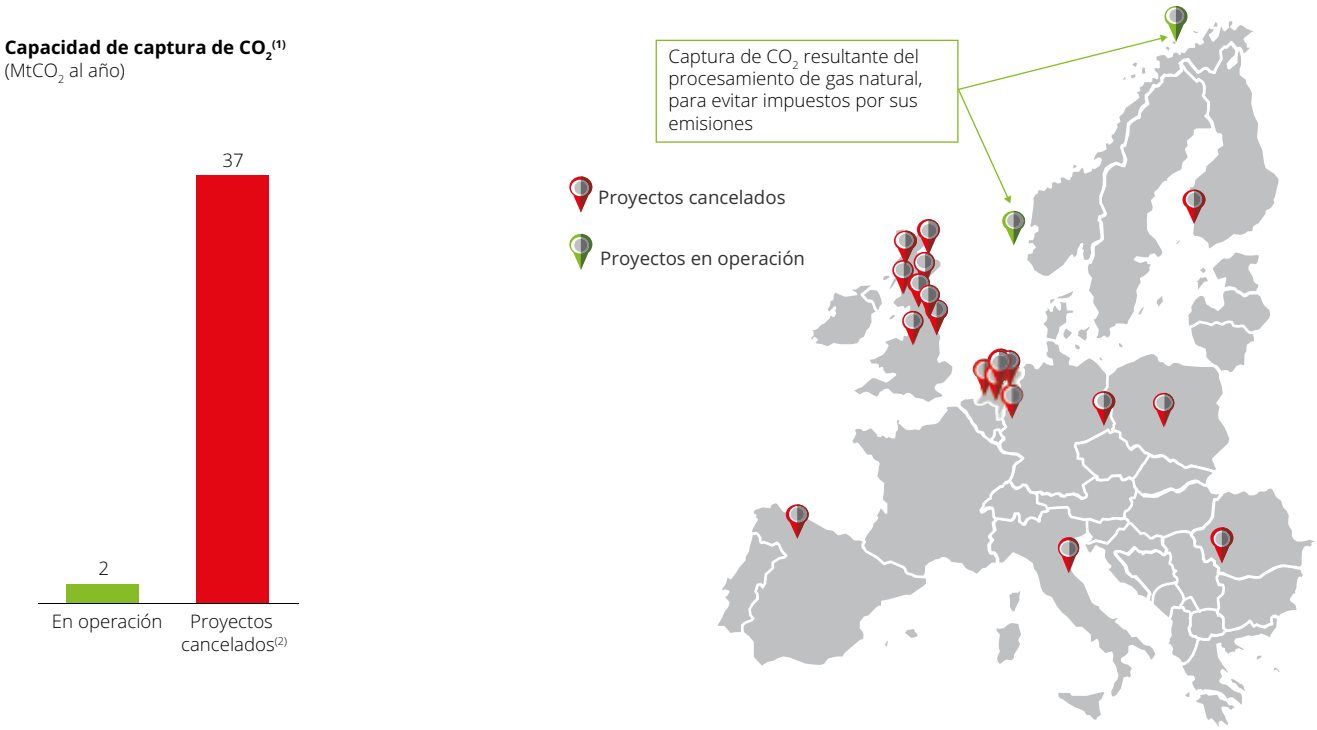
- Requiere de emplazamientos que reúnan unas características geológicas adecuadas para la inyección y almacenamiento del CO_2 durante largos períodos de tiempo. Esto genera incertidumbres sobre su disponibilidad y viabilidad técnica y económica, por ejemplo, por la longitud de la infraestructura de transporte de CO_2 necesaria desde los puntos emisores. Además, existe riesgo de rechazo social de estas infraestructuras por determinados sectores sociales o comunidades locales, que pueden ejercer medidas de presión que dificulten el desarrollo de este tipo de proyectos.

- El coste de esta tecnología es aún demasiado elevado, incluso para proyectos piloto que permitan su desarrollo a gran escala. En Europa se han cancelado todos los proyectos de este tipo, excepto dos en Noruega, que suponen únicamente unos 2 MteqCO_2 de almacenamiento al año (ver Cuadro 33). Este coste elevado incidiría sobre dos sectores especialmente sensibles al incremento de precios: la industria, con el riesgo de deslocalización asociado, y la generación de electricidad.

En España, se pusieron en marcha dos iniciativas de CCS en sistemas de generación eléctrica: uno de 30 MW de la Fundación Ciudad de la Energía (Ciuden), en León, y otro de 14 MW de Elcogás, en Puertollano (Ciudad Real), ninguno de los cuales se ha continuado desarrollando más allá de la fase experimental.

A pesar de las escasas perspectivas que presenta, pueden existir circunstancias concretas: foco emisor de alto volumen que no tenga posibilidad de actuaciones que permitan su descarbonización, cercanía a una ubicación optima del almacenamiento, etc. que puedan justificar el coste de dicha inversión.

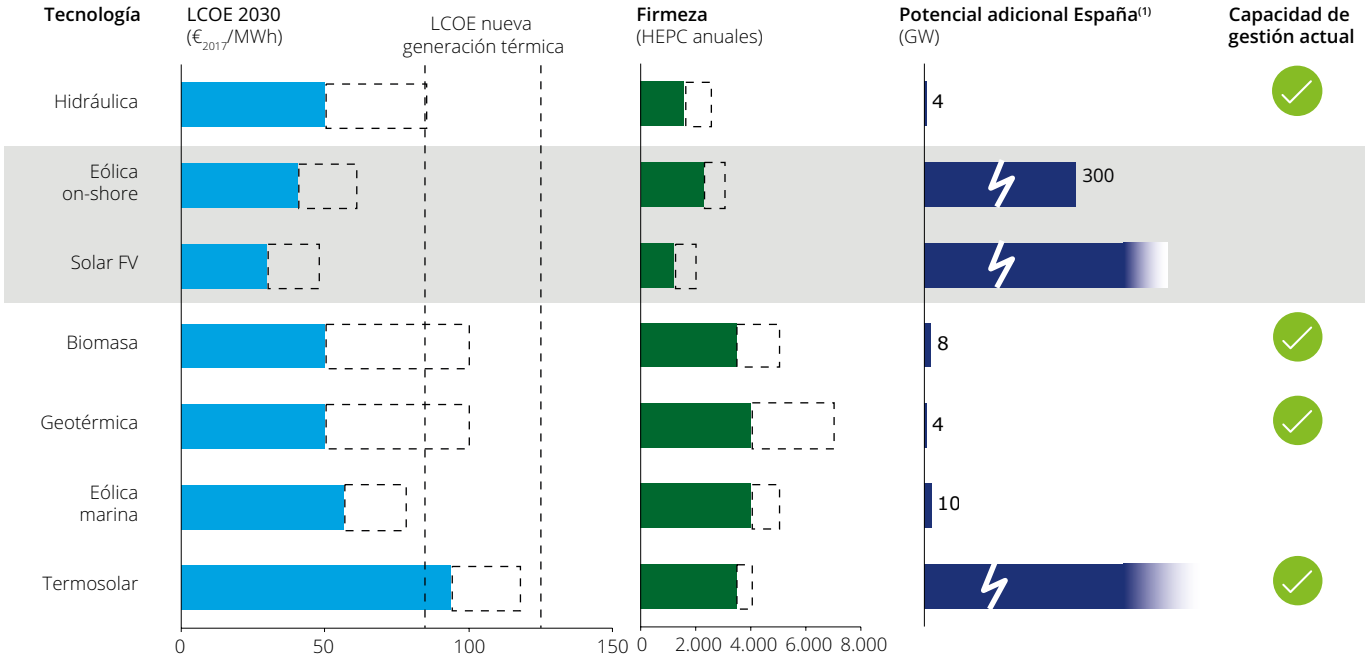
Cuadro 33: Evolución de los proyectos CCS en Europa



(1) Para los proyectos sin información disponible, la capacidad estimada es la media de la capacidad del resto de proyectos cancelados
(2) Proyectos cancelados o inactivos debido a la falta de financiación o incertidumbre regulatoria

Fuente: Global CCS Institute; IEA; MIT; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 34: Tecnologías de generación renovable



(1) Potencial para generación eléctrica de acuerdo a la estimación del "Plan de Energías Renovables 2011-2020", que considera variables técnicas, económicas y sociales
Principales hipótesis 2030: CAPEX 2030: Hidraúlica (2.000-2.500 €$_{2017}$/kW), eólica (1.500-1.600 €$_{2017}$/kW), solar FV (720-740 €$_{2017}$/kW), biomasa (2.000-2.500 €$_{2017}$/kW), geotérmica (2.300-2.500 €$_{2017}$/kW), eólica marina (2.600-2.900€$_{2017}$/kW), termosolar (3.300-3.900€$_{2017}$/kW); CAPEX térmica: CCGT (900 €$_{2017}$/kW), carbón (1.000-1.200€$_{2017}$/kW); HEPC térmica: CCGT (1.000-2.000), carbón (500-1.000); LCOE: *Levelized Cost of Energy*. Se define como el coste de producción de energía en una planta de generación determinada a lo largo de su ciclo de vida incluyendo los costes de instalación y de operación y mantenimiento

Fuente: IEA; IRENA; World Energy; Lazard; Department of Energy (USA); REE; IDAE; análisis Monitor Deloitte

Las tecnologías renovables con mayor madurez seguirán siendo no gestionables (solar fotovoltaica y eólica)

La generación eólica y solar fotovoltaica han tenido una evolución tecnológica significativa en los últimos 10 años, en los que han reducido sus costes de inversión un ~20 y un ~80%, respectivamente. Esta progresión les ha permitido ser competitivas, alcanzando niveles de LCOE[41] similares, o incluso menores, a las tecnologías de generación convencional, y esperándose reducciones adicionales en los próximos años. Existen estimaciones que apuntan a una relevante reducción de costes de otras tecnologías de generación renovable (eólica off-shore, geotérmica, termosolar, etc.), aunque no se prevé que sean competitivas[42] antes de 2030 (ver Cuadro 34).

La nueva capacidad de generación renovable en España deberá repartirse de forma equilibrada entre eólica terrestre y fotovoltaica, para cubrir la electrificación de la demanda en la transición y permitir el cumplimiento del objetivo de renovables sobre energía final de 2030. Las tecnologías de generación eólica terrestre y fotovoltaica, son la solución más eficiente, debido a su mayor grado de madurez (económica) y disponibilidad de recurso/emplazamiento, respecto a otras tecnologías renovables. Además, el diferente perfil de producción de ambas tecnologías permite diversificar la producción y mitiga el hecho de que ninguna de ellas es gestionable.

Sin embargo, estas tecnologías tienen actualmente características que dificultan su integración masiva en el sistema eléctrico: no se puede gestionar su producción y no aportan la misma capacidad de regulación y control que la generación térmica convencional. Otras tecnologías renovables que podrían soportar la seguridad de suministro en el sistema eléctrico tienen limitada su capacidad de desarrollo en el medio plazo, bien por una posible falta de recurso (por ejemplo, la biomasa requiere, en muchas ocasiones, sustituir cultivos ya existentes, y sobre la que existen incertidumbres sobre su capacidad real de descarbonización), de emplazamientos adecuados (hidráulica, geotermia), o bien por sus elevados costes (termosolar). Por lo tanto, el nivel máximo de penetración de generación renovable durante la transición estará supeditado a su impacto en la operación técnica del sistema, y éste seguirá requiriendo capacidad firme de respaldo.

41. *Levelized Cost Of Electricity:* coste medio de producción de una planta a lo largo de su vida útil
42. Se consideran competitivas aquellas con un LCOE menor que el asociado a la generación convencional

El potencial del autoconsumo en la transición ha de aprovecharse bajo modelos de desarrollo eficientes

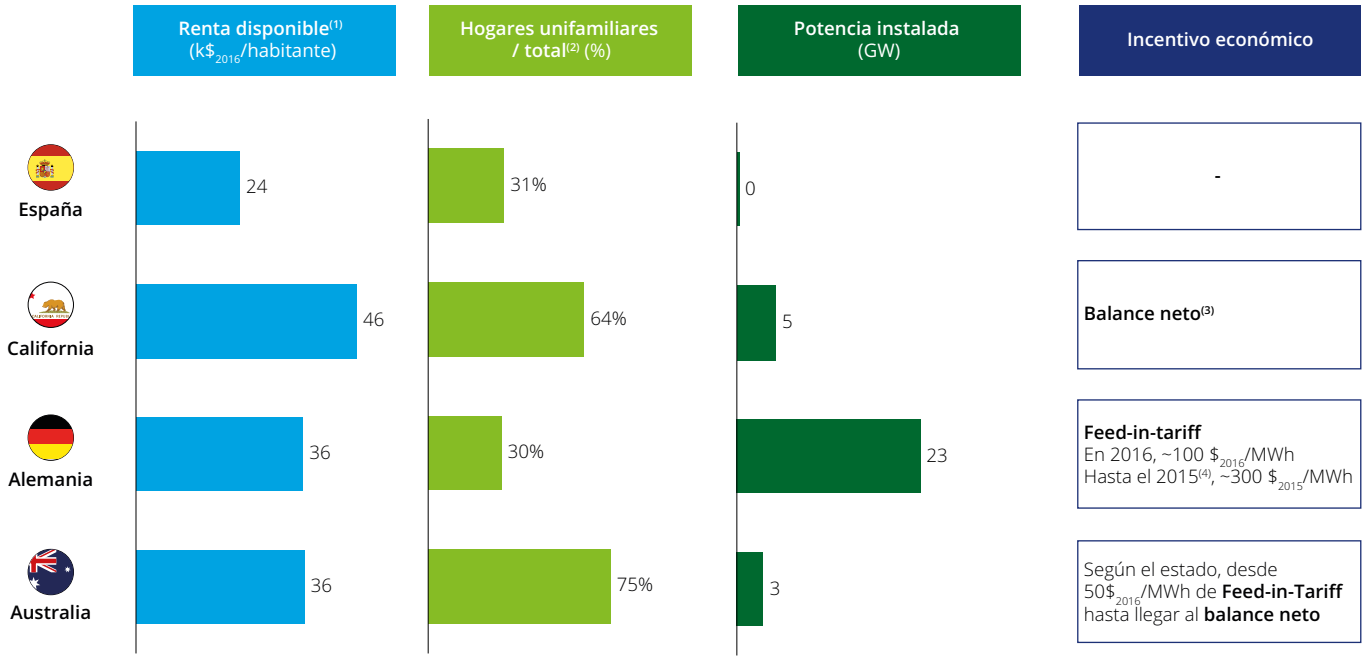
La generación distribuida permite el desarrollo de nuevos modelos de generación a partir de fuentes renovables, normalmente fotovoltaica, localizados en los puntos de consumo. Estos modelos habilitan que los consumidores soporten directamente parte del esfuerzo de descarbonización del sector eléctrico y asuman un rol central en la transición del modelo energético. En España, dada la irradiación solar superior a la de otros países europeos, el autoconsumo con tecnología fotovoltaica puede incrementar progresivamente su papel durante la transición.

Existen particularidades que hacen que el potencial de generación renovable distribuida sea inferior al de la generación renovable centralizada. Por ejemplo, la competitividad de las instalaciones centralizadas viene determinada por sus economías de escala en la compra e instalación, así como por la posibilidad de contar con sistemas de seguimiento que permiten una mayor producción que la de un panel instalado en una cubierta. Además, las instalaciones en cubiertas/tejados pueden tener ángulos inadecuados o zonas de sombra que no existen en las instalaciones centralizadas en suelo.

Hay diferencias entre la situación en España y en otros mercados donde este modelo ha tenido una mayor penetración, como California o Australia: la elevada renta disponible de los ciudadanos o el porcentaje de hogares en viviendas unifamiliares. También hay que tener en cuenta los incentivos económicos bajo los que se han desarrollado, como subvenciones o esquemas de balance neto (ver Cuadro 35), frecuentemente ineficientes.

Se deberían definir modelos eficientes para desarrollar el autoconsumo como palanca descarbonización. Será necesario que se permita el libre acceso y sin penalizaciones a esta forma de producción de energía, pero bajo señales de precio adecuadas, tanto en coste de la energía consumida de la red, como en la remuneración de los excedentes de energía que se viertan a la red. En cualquier caso, debido a la necesidad de desplegar nueva capacidad renovable en para cumplir objetivos, serán necesarios mecanismos regulatorios y normativos para supervisar el avance de la capacidad instalada de autoconsumo durante la transición.

Cuadro 35: Factores para el desarrollo de la generación solar distribuida en techo



(1) Datos para el año 2016

(2) Datos para el año 2011

(3) La política actual de balance neto en California es más restrictiva que la anterior: se elimina la exención del pago de peajes sobre la energía consumida de la red, se incluye la obligación de pagar la interconexión del panel a la red y el usuario debe contratar una tarifa eléctrica que discrimine el precio del consumo de la red según la franja horaria.

(4) Media entre los distintos esquemas de "Feed-in-Tariff" vigentes a lo largo del período 2000-2015

Fuentes: OECD; Statista; California Solar Statistics; California Energy Commission; Australian PV Institute; Australian Bureau of Statistics; Zensus 2011; Australian Energy Regulator; Fraunhofer; INE; World Energy Council; análisis Monitor Deloitte

Todas las tecnologías de generación convencional instaladas son necesarias para hacer frente a las incertidumbres y asegurar una transición eficiente

Dada la incertidumbre sobre la disponibilidad de las tecnologías en fase de desarrollo para incorporarse al mix eléctrico y proveer servicios de seguridad de suministro, los criterios para la planificación del sistema eléctrico durante la transición han de permitir la flexibilidad suficiente para integrar nuevas tecnologías, conforme vayan alcanzando el grado de madurez necesario. Mantener en el mix de generación eléctrica las plantas de generación convencional ya instaladas garantizaría la seguridad de suministro, reduciría el coste de la transición, manteniendo la competitividad de los consumidores, y facilitaría cumplir los objetivos de descarbonización.

- **Garantizaría la seguridad de suministro**, ya que un sistema eléctrico basado exclusivamente en generación renovable no parece viable en los próximos 10-15 años, dado que el almacenamiento no será una solución masiva debido a su elevado coste. Las tecnologías convencionales son claves en un sistema con elevada penetración renovable ya que aseguran la disponibilidad de potencia firme en períodos de escasez de recurso renovable.
  - A día de hoy, las plantas nucleares, de carbón, de gas natural e hidráulicas juegan un papel imprescindible para dotar de estabilidad al sistema eléctrico. Este papel se justifica por su capacidad diferencial para mantener la frecuencia y la tensión en la red eléctrica dentro de los parámetros adecuados:
    - » La frecuencia del sistema se ve afectada por desequilibrios entre la generación y la demanda de potencia activa en el sistema eléctrico. La elevada inercia de los generadores, y su mayor velocidad de respuesta aportando regulación primaria de estas centrales, permiten equilibrar más rápidamente diferencias instantáneas entre ambos parámetros.
    - » La tensión del sistema está afectada por desequilibrios entre la generación y la demanda de potencia reactiva. Los generadores de tipo síncrono[43] permiten un control adecuado de la tensión en el sistema; este tipo de generadores se encuentran instalados en las mencionadas centrales hidráulicas, nucleares, de carbón y de gas natural.

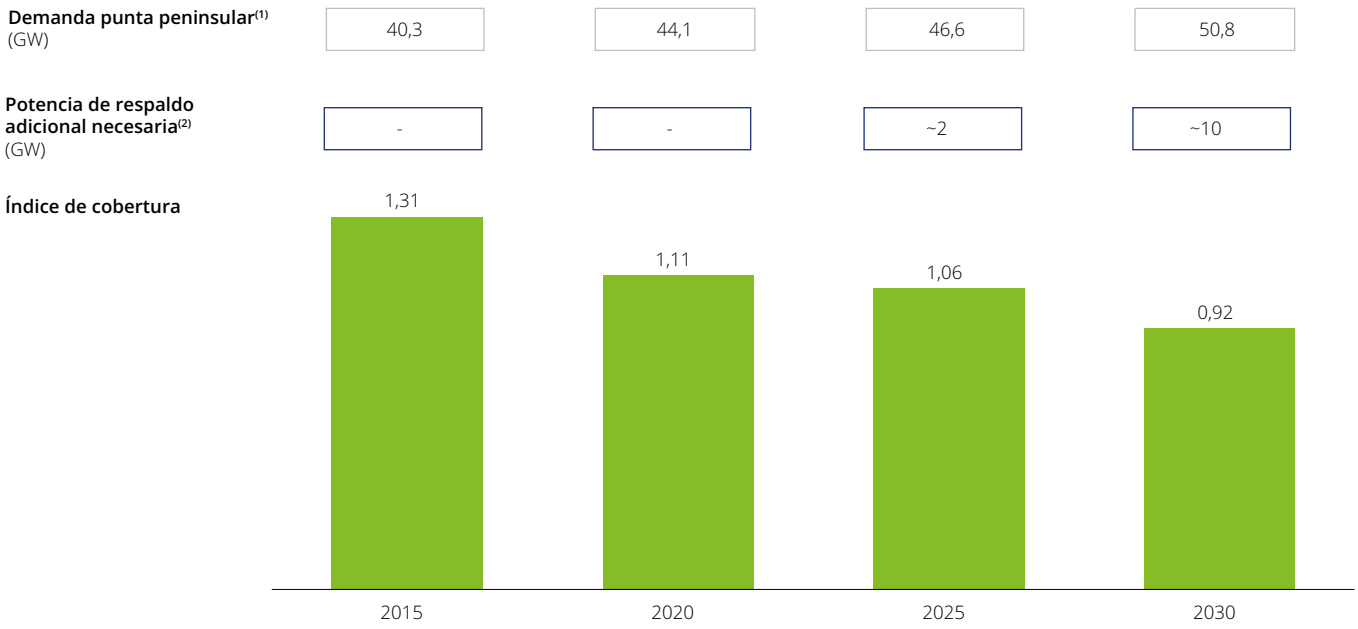
43. El generador síncrono, a diferencia del asíncrono, permite controlar la excitación del rotor (tensión de alimentación del rotor), consiguiendo que la máquina trabaje con cualquier factor de potencia y controle la potencia reactiva que cede o absorbe de la red (y gracias a ello, contribuir a regular la tensión en el sistema)

Actualmente se estima que se necesitan un mínimo de 10-15 GW[44] de generación síncrona con tecnología convencional (carbón, nuclear, gas natural, hidráulica) para asegurar el control de la frecuencia y la tensión en la red. Debido a la mayor penetración de generación renovable no gestionable y a la mayor electrificación de la demanda de la transición, previsiblemente será requerida una mayor capacidad instalada de esta generación para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

– Las interconexiones no pueden garantizar por sí mismas la seguridad de suministro, ya que, si bien pueden actuar en momentos puntuales, dependen de la operación del sistema eléctrico de otro país, que además debe presentar escasa correlación de eventos climatológicos (por ejemplo, para la provisión de respaldo a renovables) respecto al sistema español. A 2030 se ha asumido que la capacidad de interconexión internacional sería de 14 GW, de los cuales 8 GW serían con Francia (que, a efectos de proveer respaldo a renovables al sistema español, presentaría una menor correlación de eventos climatológicos que Portugal). Estos 8 GW representan un 15% de la punta de la demanda de ese año. Los 14 GW estimados se reparten:

» El ~40% sería interconexión con Portugal (6 GW), que, por su posición geográfica, está sometido a la influencia de fenómenos climatológicos con efectos análogos a los de España (borrascas, anticiclones, etc.), lo que hace que no permitiría asegurar una gran capacidad de respaldo en momentos de necesidad. Su potencial de

Cuadro 36: Evolución del índice de cobertura en caso de no instalar nueva capacidad de respaldo: escenario *Alta eficiencia eléctrica*



(1) Se considera un aplanamiento de la curva de demanda gracias a la carga nocturna del vehículo eléctrico y a otras medidas de gestión de la demanda

(2) Nueva capacidad a instalar (CCGTs) para mantener un índice de cobertura igual a 1,1. Se asume que en 2030 todas las centrales de carbón están cerradas y se ha extendido la licencia de operación de las centrales nucleares

Fuente: análisis Monitor Deloitte

44. Fuente: entrevistas a expertos

respaldo para nuestro país, también dependerá del desarrollo del potencial existente en Portugal para centrales que pueden proveer respaldo, como la hidráulica o el bombeo.

» El 60% restante sería fundamentalmente con Francia (8 GW), de los que actualmente existen ya instalados ~3 GW, más 2 GW ya planificados. Los 8 GW supondrían un 15% de la punta de consumo estimada en 2030. En relación con la interconexión con Francia, el principal problema es la incertidumbre sobre su desarrollo, debido a la necesidad de coordinar esfuerzos políticos y dedicar recursos por parte de ambos países.

- **Evitaría inversiones adicionales en nueva capacidad de respaldo**, y el coste de generación se mantendría en niveles admisibles para los consumidores finales:

  – El previsible cierre de todo el carbón nacional en 2020 implicaría (ver Cuadro 36), en escenarios de alta electrificación, la necesidad de invertir hasta 2 GW de nuevas centrales térmicas en el horizonte 2025 (equivalente a ~800 millones de euros). Adicionalmente, el cierre de las centrales de carbón importado para el año 2030, en los escenarios de alta electrificación, incrementaría (ver Cuadro 37) las necesidades de respaldo en hasta 8 GW (equivalente a ~3.000 millones de euros), adicionales a los 2 GW necesarios en 2025. En ambos casos, esta potencia adicional, en el caso de que fuesen centrales térmicas, tendrían una baja utilización y conllevaría unos mayores costes del suministro eléctrico al consumidor en cualquiera de los escenarios (según el precio de los combustibles y los pagos por capacidad que, probablemente, requerirían las nuevas plantas).

  – El cierre de las centrales nucleares (no extensión de su vida operativa) podría suponer un incremento en el coste completo de generación de hasta 5-10 €/MWh a 2030, y unas necesidades de inversión en nuevas centrales de respaldo de 8 GW[45] (equivalente a ~3.000 millones de euros) en los escenarios con mayor electrificación.

- **Facilitaría el cumplimiento de los objetivos medioambientales** ya que el mantenimiento de algunas tecnologías, como la nuclear, extendiendo la vida operativa de dichas centrales, evitaría la emisión de ~370 MteqCO$_2$ hasta 2050 (ver Cuadro 38), algo más que la emisión de todo el país en 1 año.

Cuadro 37: Resumen del impacto económico del cierre de centrales convencionales a 2030

		Tarifa eléctrica[1] (€/MWh)	Nueva capacidad de respaldo a instalar[2] (GW)	Inversión en generación térmica[3] (miles de M€)
Escenario electrificados Alta eficiencia eléctrica y Electrificar la economía	Escenario base[4]	85-90	10	11
	No extensión vida operativa de nuclear	~95	18	14
Reducción convencional	Escenario base[4]	85-90	4	9
	No extensión vida operativa de nuclear	~95	11	11

(1) Obtenido como el full cost: OPEX y coste de amortización de los activos de generación y la retribución de la red eléctrica

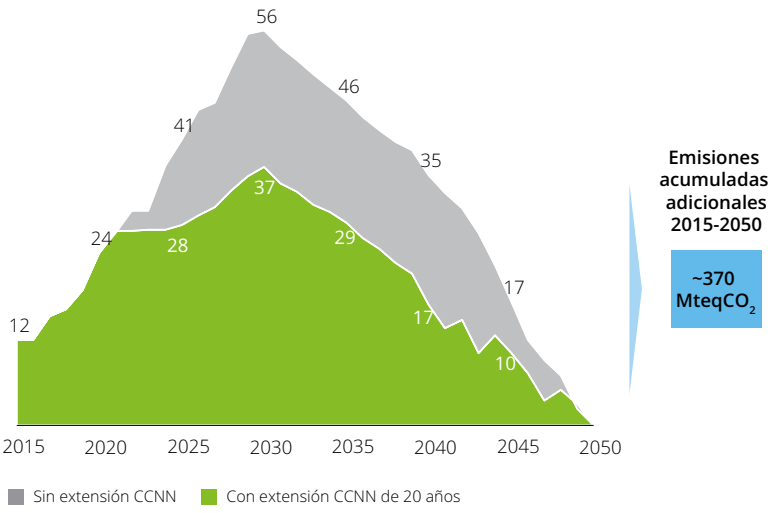
(2) Nueva capacidad a instalar (CCGTs) para mantener un índice de cobertura igual a 1,1

(3) Incluye las inversiones en plantas de carbón para cumplir la Directiva de emisiones (150 k€/MW), CCGT (400 k€/MW), extensión de vida útil nuclear (700 k€/MW) y sistemas de cogeneración (500 k€/MW)

(4) Asume que en 2030 todas las centrales de carbón están cerradas y se ha extendido la licencia de operación de las centrales nucleares

Fuente: análisis Monitor Deloitte

Cuadro 38: Emisiones GEI de generación eléctrica en un escenario de extensión de centrales nucleares vs otro de no extensión: escenario *Alta eficiencia eléctrica*
(MteqCO$_2$)



Fuente: MAPAMA; análisis Monitor Deloitte

45. Estas estimaciones tienen en cuenta la necesidad de mantener capacidad firme y una potencia mínima de generación síncrona, por seguridad de suministro, lo que obligaría a que las centrales nucleares fueran sustituidas por tecnologías con una capacidad de control de tensión y frecuencia análogas

Desde el punto de vista económico, mantener en operación estas centrales tendría sentido, ya que los precios actuales del mercado mayorista permiten, en media, recuperar los costes de operación fijos y variables, y aportar cierto margen para la recuperación del capital invertido. Adicionalmente, las inversiones necesarias para extender la vida operativa de estas plantas podrían recuperarse a partir de precios de mercado superiores 40 €/MWh (ver Cuadro 39).

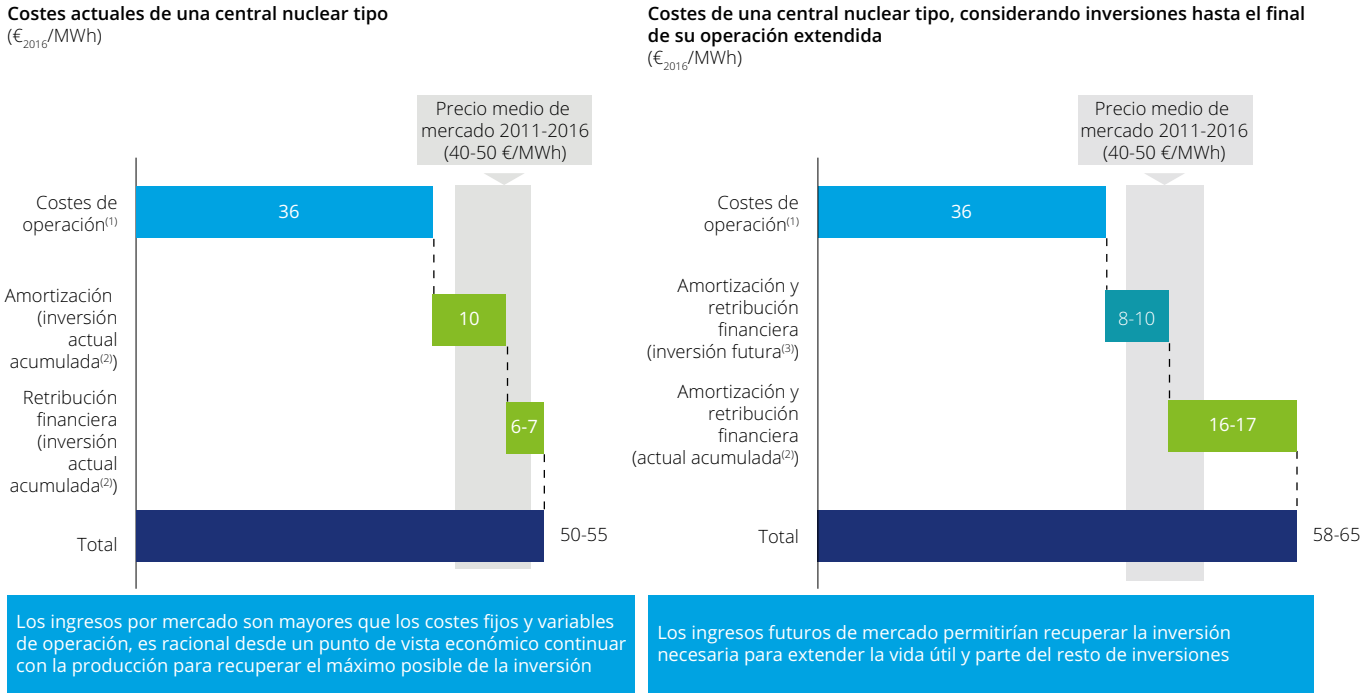
Los escenarios de demanda analizados requieren 35-40 GW de nueva potencia renovable y 10 GW de respaldo adicional en 2030

En los diferentes escenarios analizados[46], en el año 2030 debería haber instalado en el sistema peninsular entre 84 y 89 GW de capacidad renovable, frente a los ~50 GW actuales, para cumplir el objetivo del peso de renovables en la demanda final del 27%. Este incremento se traduce en la necesidad de instalar entre 35 y 40 GW de nueva potencia renovable, considerando la repotenciación de ~2 GW de potencia renovable. La nueva capacidad de generación renovable deberá repartirse de forma equilibrada entre eólica terrestre y fotovoltaica, ya que en ambos casos la curva de desarrollo tecnológico (y de reducción de costes) es prometedora. Además, el diferente perfil de producción de ambas tecnologías permite diversificar la producción y mitiga el hecho de que ninguna de ellas es gestionable.

El escenario *Alta eficiencia eléctrica*, el único que cumple los objetivos de descarbonización analizados, sería el que requeriría de una menor cantidad de nueva generación renovable peninsular (35 GW), ya que al tener un menor consumo de energía final en 2030 (77 Mtep) requiere una menor cantidad de renovables para cumplir el objetivo del 27% sobre demanda final (ver Cuadro 40).

46. No incluye el escenario *Continuista*

Cuadro 39: Desglose de costes de de una central nuclear tipo



(1) Considera: costes operativos, impuestos y tasas (tasa para la financiación del 2º ciclo del combustible nuclear, impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos el impuesto sobre la producción de energía eléctrica) de 2016; se excluyen los impuestos autonómicos y el impuesto de sociedades

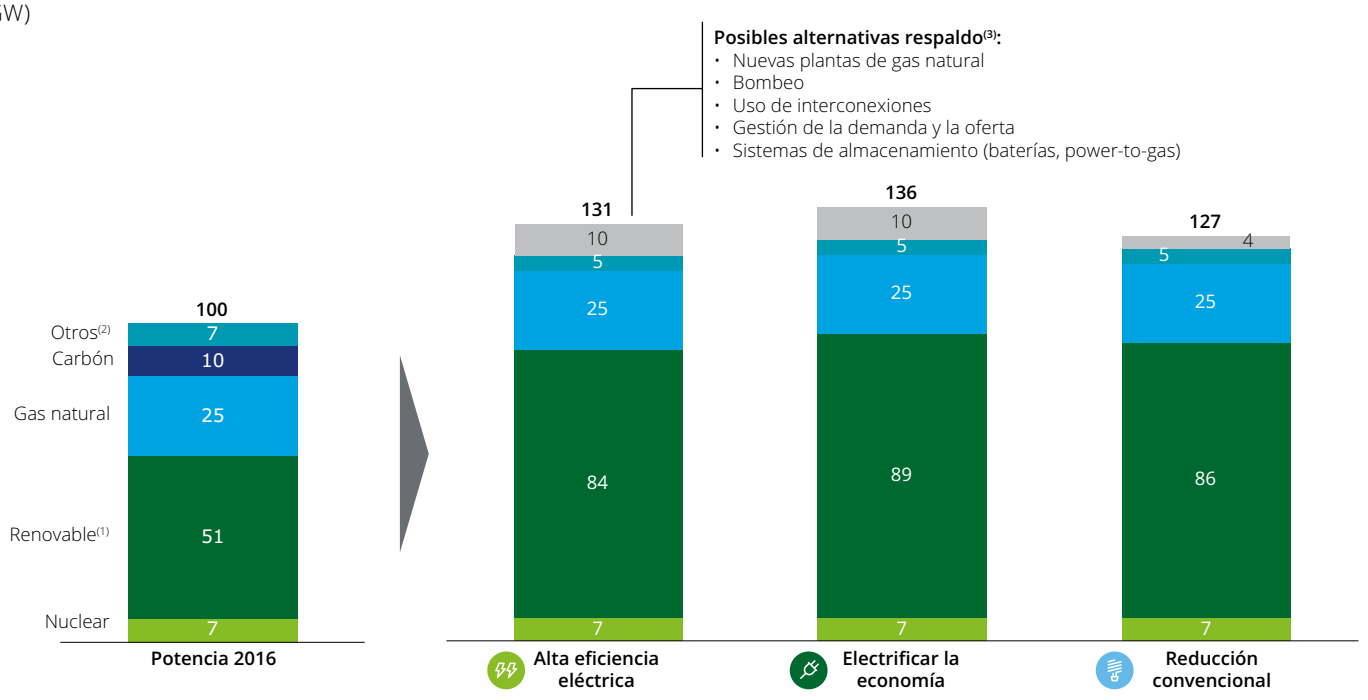
(2) Considera inversión inicial así como a las inversiones recurrentes hasta 2016

(3) Considera un valor anual medio asociado a la inversión posterior a 2016 con un calendario de amortización lineal y una tasa de retribución sobre el inmovilizado neto del 8,5%

Fuente: entrevistas a expertos; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 40: Parque de generación peninsular a 2030 en los escenarios analizados

(GW)



(1) Incluye generación hidráulica y bombeo, eólica, solar centralizada y descentralizada y térmica renovable. Se considera una retirada acumulada de potencia renovable de 2 GW hasta 2030, y la utilización de estos emplazamientos para repotenciación

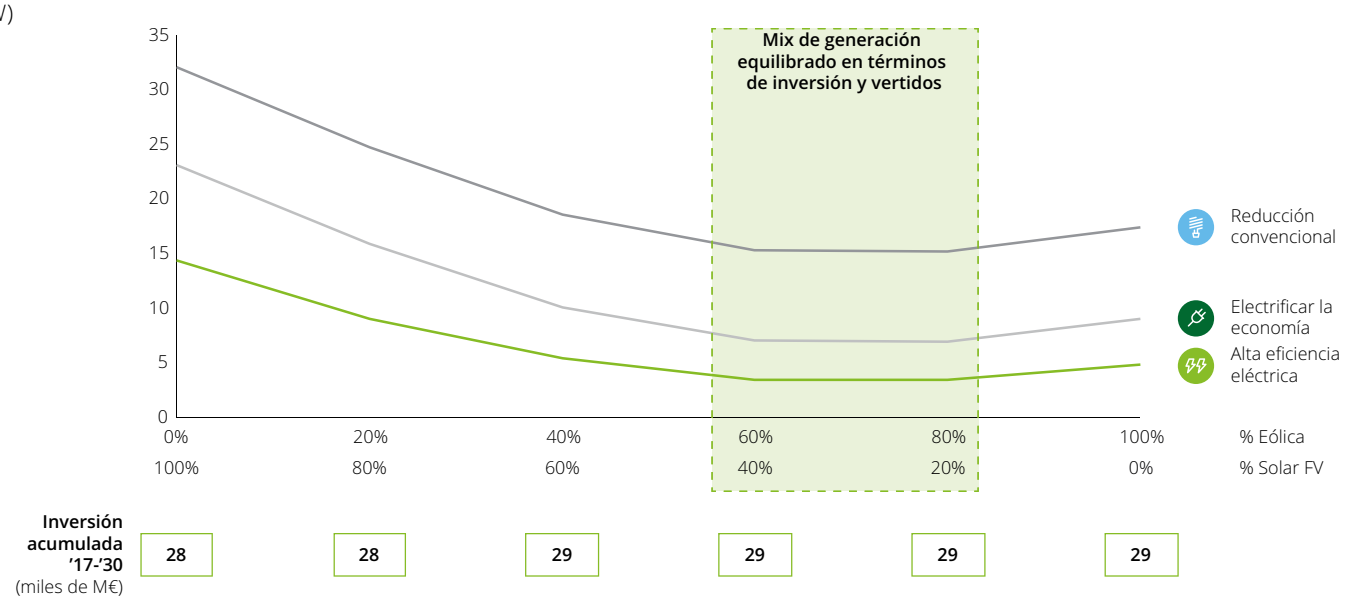
(2) Incluye cogeneración y otros. A partir de 2017 se considera el cierre de 2,4 GW de cogeneración

(3) La capacidad representada de potencia de respaldo se ha calculado considerando que el respaldo es aportado por CCGTs

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 41: Vertidos renovables brutos(1) del sistema en 2030 en función del mix eólica -fotovoltaica en los escenarios analizados

(GW)



(1) Sin considerar su posible consumo por parte de bombeo o para exportación

Fuente: análisis Monitor Deloitte

La capacidad de respaldo necesaria a instalar para cubrir la punta de demanda a 2030, sería de ~10 GW[47], en los escenarios con mayor electrificación. Existen diferentes alternativas para dar ese respaldo: nuevas plantas de gas natural, bombeo, interconexiones, gestión de la demanda, almacenamiento, etc. si bien alguna de estas tecnologías es poco probable que tengan una aportación relevante de aquí a 2030 como se ha explicado en apartados anteriores y podría llegar a ser necesaria la construcción de nueva generación térmica adicional.

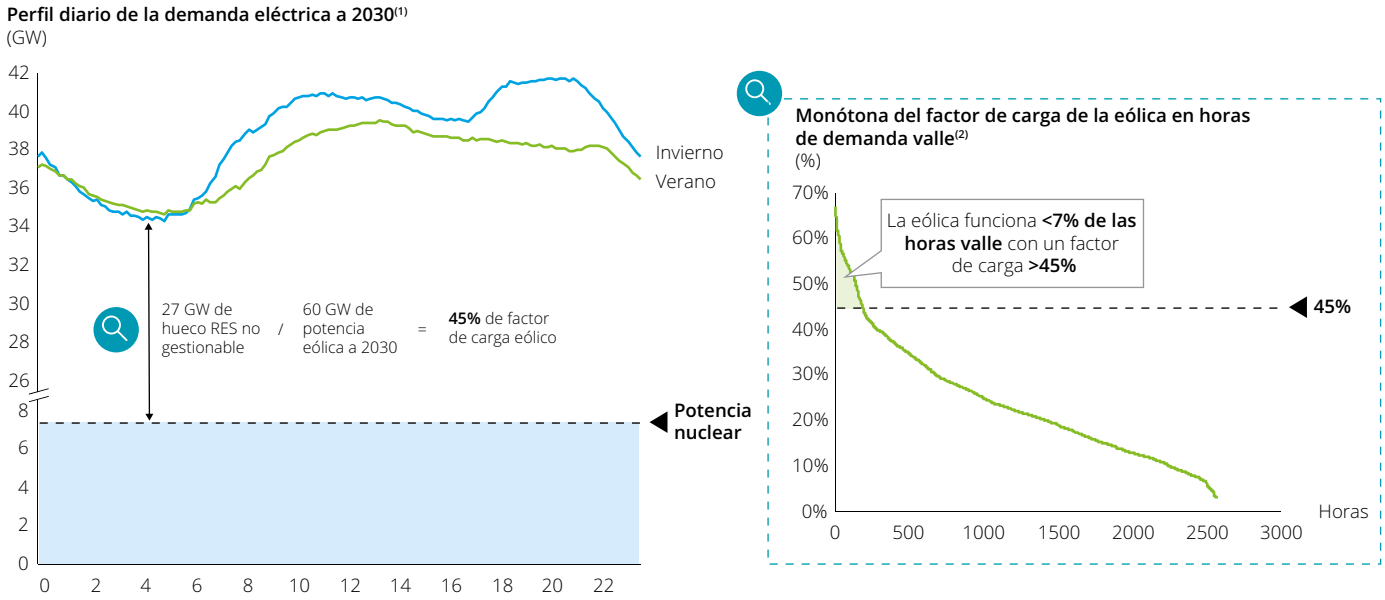
Si en este horizonte de tiempo se desarrollan otras tecnologías que proporcionen esta capacidad, como nuevos sistemas de gestión de la demanda y/o sistemas de almacenamiento, podría evitarse que este respaldo tenga que ser prestado por nuevas centrales térmicas convencionales.

Conseguir un reparto adecuado entre la cantidad de potencia eólica y fotovoltaica permitirá minimizar los vertidos de la generación renovable (ver Cuadro 41), ya que repartos desequilibrados (es decir que toda la nueva potencia renovable sea eólica, o toda fotovoltaica), implicarían una menor diversificación temporal de la producción en un día típico. Un mix entre potencia eólica y fotovoltaica óptimo podría estar entre el 60-40% y el 80-20%, ya que minimiza los vertidos brutos y, hasta 2030, no supone una diferencia de coste de inversión significativa. De los 35 GW de nueva potencia renovable peninsular a 2030 en el escenario *Alta eficiencia eléctrica*, 18 GW se han considerado eólica, y 12 GW se han considerado solar fotovoltaica[48]. También se ha considerado en este estudio la instalación de 5 GW de otras tecnologías renovables como hidráulica, biomasa, termosolar o aprovechamiento de residuos.

Pese a la existencia de vertidos brutos, los vertidos reales en el escenario de *Alta eficiencia eléctrica*, considerando el uso de las centrales de bombeo, serían prácticamente nulos. En el escenario *Alta eficiencia eléctrica*, se podría gestionar el 95% de los vertidos, quedando únicamente 0,2 TWh vertidos netos en el año 2030 (0,05% de la demanda peninsular de dicho año). Los escenarios *Electrificar la economía* y *Reducción convencional* podrían absorber el 85 y el 80% de los vertidos brutos, respectivamente[49]. En un día típico, durante las horas valle, quedaría hueco para el funcionamiento de la generación eólica y otras renovables no gestionables (ver Cuadro 42). Por lo tanto, el mantenimiento de las tecnologías de

47. Asume que en 2030 todas las centrales de carbón están cerradas y se ha extendido la licencia de operación de las centrales nucleares
48. A efectos ilustrativos de este estudio, la mayoría de la nueva capacidad fotovoltaica se ha considerado centralizada
49. Vertidos finales en 2030: *Electrificar la economía* 1,5 TWh; *Reducción convencional* 3 TWh

Cuadro 42: Perfil diario de la demanda a 2030 y factor de carga histórico de la eólica en horas de demanda valle



(1) Perfil medio de días entre semana y de fin de semana, ajustados a la demanda de 2030 del escenario *Alta eficiencia eléctrica*. Se considera un aplanamiento de la curva por la carga nocturna del vehículo eléctrico así como una reducción anual del apuntamiento del 0,5%

(2) Se ha calculado el factor de carga de la eólica en las horas de valle de demanda (entre las 12 de la noche y las 7 de la mañana) en 2016

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

generación térmica y nuclear no es una restricción para la penetración de nueva capacidad de generación renovable.

Como se ha comentado en el capítulo anterior, en el caso de que el objetivo de renovable sobre energía final ascendiera al 35% para 2030, se requeriría una mayor cantidad de generación eléctrica renovable. Los únicos escenarios con capacidad suficiente para incrementar el peso de la generación renovable serían aquellos con un mayor grado de electrificación (*Alta eficiencia eléctrica* y *Electrificar la economía*). Sin embargo, para alcanzar el objetivo del 35% se debería incrementar aún más la electrificación del modelo energético para facilitar la integración de generación renovable suficiente, sin sobrepasar el límite máximo que el sistema eléctrico podría gestionar[50]. En el escenario *Alta eficiencia eléctrica*, se podrían llegar a incorporar 58 GW de nueva potencia renovable peninsular (para no sobrepasar el 70% de generación renovable, límite ilustrativo de máxima renovable que podría integrar el sistema eléctrico), lo que permitiría alcanzar un 33% de renovable sobre energía final (2 p.p. menos que el posible objetivo).

50. Ver capítulo anterior para más detalle

La transición fomenta la actividad económica, y reduce las importaciones energéticas y el precio del vector con mayor peso en la demanda, la electricidad

La transición del modelo energético necesita de inversiones que podrían ser hasta 310 mil millones de € superiores a las del escenario *Continuista* hasta 2050

Cada uno de los escenarios analizados en este estudio requiere un esfuerzo inversor diferente. Incluso en el escenario *Continuista* se han considerado inversiones, principalmente en reposición de activos que terminan su vida operativa (plantas de generación eléctrica, redes, equipos de consumo), en rehabilitación de edificios y en el desarrollo de la nueva capacidad de generación renovable. Hasta 2030, el escenario *Continuista* requeriría unas inversiones acumuladas de 80 mil millones de € y el escenario de *Alta eficiencia eléctrica* necesitaría 180 mil millones de €, es decir, 100 mil millones de € adicionales. Hasta 2050, el escenario *Continuista* necesitaría 200 mil millones de € y el de *Alta eficiencia eléctrica* 510 mil millones de €, es decir, 310 mil millones de € adicionales (ver Cuadro 43).

Cuadro 43: Resumen de inversiones por escenario
(miles de M€)

	Inversiones según horizonte temporal			Inversiones totales (2017 – 2050) según tipo				Importaciones energéticas[5]	Importaciones energéticas[5] + Inversiones
						Inversión particular[3]			
	2017-2030	2031-2050	2017-2050	Inversión privada[1]	Inversión pública[2]	Total	Inversión directa por hogar[4] (€)	2017-2050	2017-2050
Alta eficiencia eléctrica	180	330	510	380	30	100	5.800	620	1.130
Electrificar la economía	160	240	400	340	25	35	2.030	700	1.100
Reducción convencional	220	330	550	350	20	180	10.450	690	1.240
Continuista	80	120	200	165	5	30	1.740	1.000	1.200

(1) Incluye las inversiones correspondientes a la industria, el sector servicios de propiedad privada (85% del total del sector servicios), al vehículo de mercancías ligeras, al transporte de mercancías pesadas por carretera, a la infraestructura de recarga y al transporte marítimo

(2) Incluye las inversiones correspondientes al sector servicios de propiedad pública (15% de la superficie del sector servicios) y al ferrocarril de mercancías

(3) Incluye las inversiones correspondientes al sector residencial y la inversión en turismos e infraestructura de recarga particular

(4) Calculado como el cociente entre el total de la inversión particular y el número total de hogares (~17 millones)

(5) Hipótesis precios: 60 $_{2017}$/bbl petróleo, 20 €$_{2017}$/MWh gas natural, 100 $_{2017}$/t carbón

Fuente: análisis Monitor Deloitte

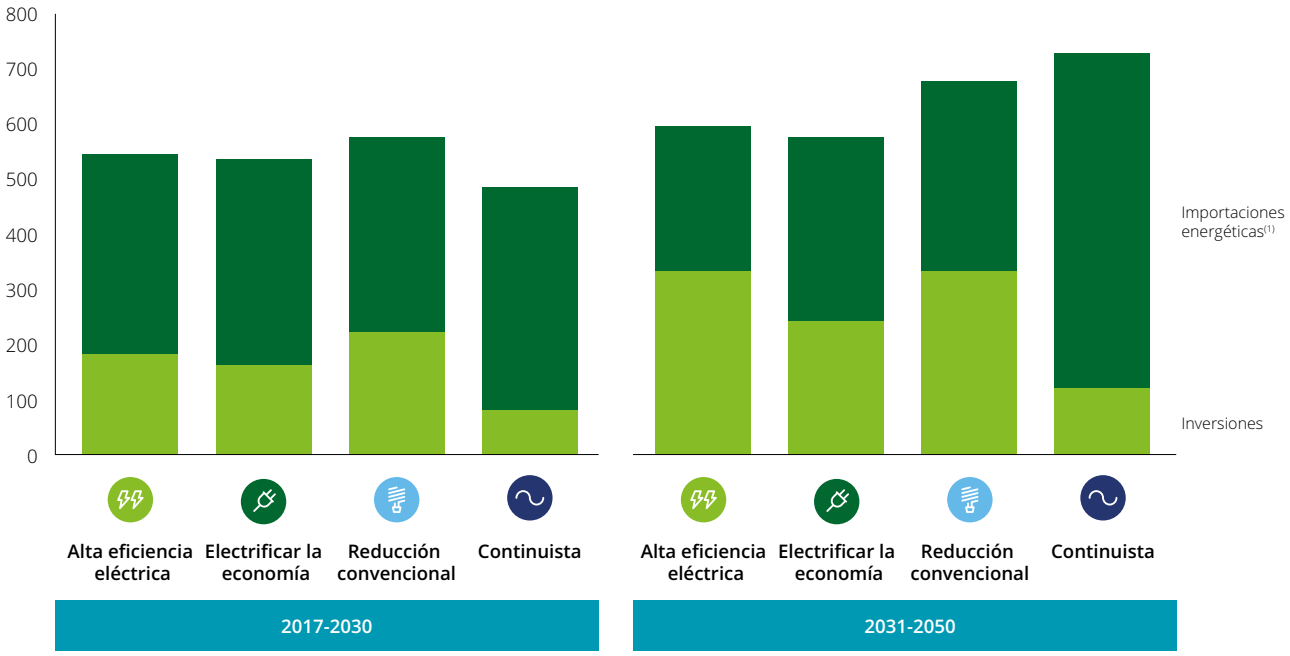
El escenario de *Alta eficiencia eléctrica* requiere menos inversiones que el de *Reducción convencional* (además permite cumplir los objetivos a 2050), y tiene un reparto de la inversión directa[51] más equilibrado entre sectores económicos (hogares, sector privado y sector público) que el de *Electrificar la economía,* que recordemos que tampoco cumplía el objetivo de reducción de emisiones a 2050.

No obstante, considerando la reducción de las importaciones energéticas, un escenario de transición energética es más barato que el escenario *Continuista*

La descarbonización de la economía española, y la menor dependencia de hidrocarburos y carbón, tanto en usos finales como en su uso para la generación de electricidad, implicarán una serie de ahorros en las importaciones de los mismos. Estos ahorros vendrían derivados del cambio a una generación fundamentalmente renovable, las ganancias de eficiencia energética de los equipos y el cambio de uso en consumos finales, que reducirían de forma significativa el volumen de importaciones de combustibles fósiles, en especial en el periodo 2030-2050.

Si consideramos de manera conjunta las inversiones acumuladas y las importaciones energéticas acumuladas en cada escenario, los escenarios con alto nivel de electrificación (*Electrificar la economía* y *Alta eficiencia eléctrica*) permiten compensar las inversiones necesarias con menor gasto corriente correspondiente a importaciones en el periodo 2030-2050: 570 y 590 mil millones frente a los 720 mil millones necesarios en el escenario *Continuista* (-20%) (ver Cuadro 44.). En la primera parte del periodo (2017-2030) son ligeramente superiores (10%) en los escenarios electrificados frente al *Continuista*, ya que al comienzo de la transición la reducción de las importaciones no es todavía muy significativa.

Cuadro 44: Inversiones e importaciones acumuladas en los escenarios analizados
(miles de M€$_{2017}$)

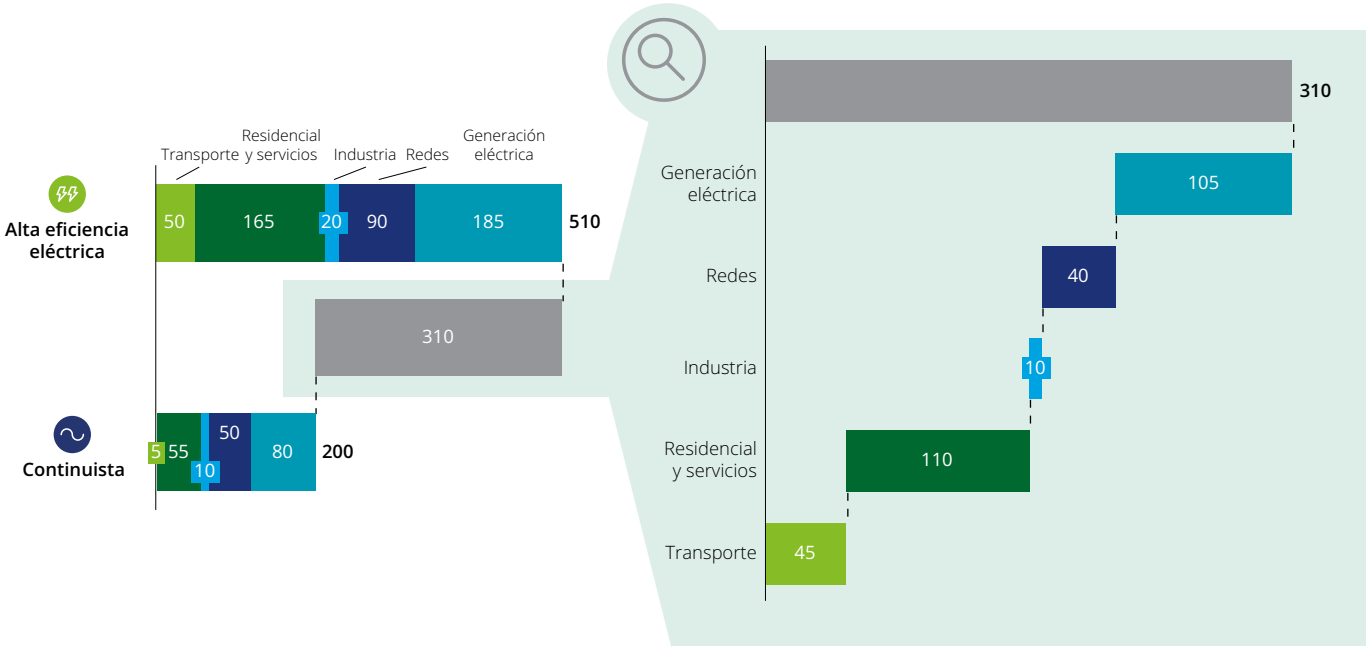


(1) Hipótesis precios: 60 $\$_{2017}$/bbl petróleo, 20 $€_{2017}$/MWh gas natural, 100 $\$_{2017}$/t carbón

Fuente: análisis Monitor Deloitte

51. Por inversión directa se refiere a la inversión que tendría que pagar directamente cada uno de los agentes sociales. A largo plazo todo es pagado por el consumidor de una u otra manera vía tarifa eléctrica, impuestos u otros mecanismos

Cuadro 45: Detalle de la inversión adicional acumulada a 2050 en el escenario *Alta eficiencia eléctrica* respecto al *Continuista*
(miles de M€$_{2017}$)



Fuente: análisis Monitor Deloitte

La transición del modelo energético fomenta la actividad económica (fabricación e instalación de equipos, infraestructuras y construcción)

El escenario que permite asegurar el cumplimiento de todos los objetivos de descarbonización analizados (*Alta eficiencia eléctrica*), requeriría unas inversiones 310 mil millones de € superiores a las estimadas en el escenario *Continuista*. Estas inversiones incrementales incluirían (ver Cuadro 45):

- Edificación (residencial y servicios): 110 mil millones en el sector de edificación, fundamentalmente actuaciones de rehabilitación de edificios y eficiencia energética.
- Generación eléctrica: 105 mil millones adicionales necesarios, de los cuales 95 mil millones se deberían dedicar a generación eléctrica renovable y 10 mil millones a capacidad de respaldo.
- Transporte: 45 mil millones de €, que incluyen 5 mil millones de € en incentivos a la compra de vehículos eléctricos en los primeros 5-7 años de adopción y 20 mil millones de € para incentivar el cambio modal en el transporte de mercancías hacia el ferrocarril, mediante el desarrollo de las infraestructuras necesarias.
- Redes: 40 mil millones, de los cuales 30 mil millones se dedican al desarrollo de redes de transporte y distribución de electricidad, y los 10 mil millones restantes al transporte y la distribución de gas natural.

- Industria: 10 mil millones de € en el sector industrial para ganar mayor eficiencia en procesos industriales, y cambiar los consumos de energía final a gas natural y electricidad.

Cabe destacar la actividad económica que se generaría con las inversiones asociadas a redes energéticas, movilidad, edificación, etc.; sectores con alto impacto en la generación de riqueza y empleo en nuestro país.

El energético es un sector creador de empleo cualificado y de calidad. Adicionalmente, un número relevante de actividades empresariales son proveedoras de este sector, por ello estas inversiones tendrían un impacto importante en la economía española.

El fomento de la rehabilitación energética de los edificios impulsaría un modelo de construcción sostenible como nuevo factor de competitividad, con actividades productivas y profesionalizadas, como la ingeniería y la fabricación, instalación y mantenimiento de equipos eficientes. De este modo, el sector generaría efectos beneficiosos sobre la creación de empleo de calidad, el medio ambiente, y el uso racional de la energía.

El consumidor se verá beneficiado de un suministro eléctrico más económico

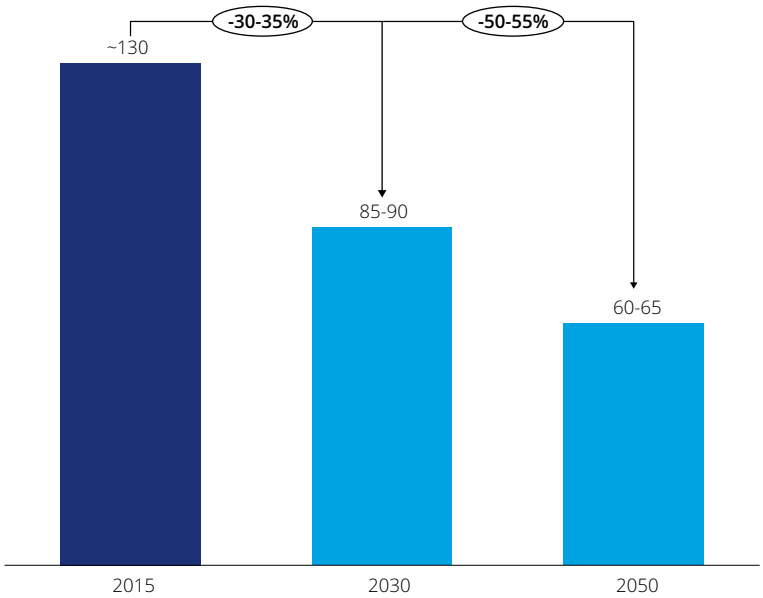
Estas inversiones permitirán relevantes reducciones en la tarifa eléctrica para los consumidores finales, tanto en 2030 como en 2050 (ver Cuadro 46). La tarifa eléctrica en 2030 sería un 30-35% inferior a la tarifa media actual, mientras que a 2050 dicha reducción sería casi del 50-55%, debido fundamentalmente a:

- El crecimiento de la demanda eléctrica, que permite diluir los costes entre un mayor volumen de energía, a pesar del esfuerzo inversor a realizar durante el período.

- La desaparición antes de los importes a dedicar a la financiación del déficit tarifario, y a los incentivos a las plantas de generación renovable del antiguo Régimen Especial.

Un sector eléctrico competitivo es clave para la economía española, tanto por su gran aporte al PIB, como por el resultado natural de su actividad, dado que la electricidad es un input para la práctica totalidad de la actividad industrial y comercial, para la producción de bienes y servicios y, además, se utiliza como producto final en todos los hogares.

Cuadro 46: Evolución de la tarifa eléctrica(1) para usuarios finales en el escenario *Alta eficiencia eléctrica*
($€_{2017}$/MWh)



(1) A 2030 y 2050 estimado como full cost, calculado como la amortización, retribución financiera y OPEX de los activos de generación y de la red eléctrica. A 2015 incluye el coste total para el consumidor, excluyendo impuestos

Fuente: análisis Monitor Deloitte

La tarifa eléctrica en 2030 sería un 30-35% inferior a la tarifa media actual, mientras que a 2050 dicha reducción sería del 50-55%.

Las Administraciones Públicas necesitan pasar a la acción y dar un paso decidido hacia la transición del modelo energético

El modelo energético español atraviesa un momento determinante, que deberá sentar las bases de un crecimiento sostenible en una economía descarbonizada. Este cambio del modelo energético es una oportunidad para el desarrollo económico y el aumento de la competitividad de nuestras empresas, gracias a un suministro de energía más competitivo, así como para reducir la dependencia exterior del suministro energético de nuestra economía.

Las Administraciones Públicas han de impulsar decididamente la transición, para lo que tendrán que definir políticas que incentiven la transformación eficiente del modelo energético. La transición requerirá actuaciones que permitan cambiar patrones y modos de consumo, desplacen el uso de combustibles fósiles e integren la energía de origen renovable. Este cambio puede y debe producirse mientras se mantiene un coste razonable de la energía para los usuarios y se garantiza en todo momento la seguridad de suministro.

Este cambio del modelo energético es una oportunidad para el desarrollo económico y el aumento de la competitividad de nuestras empresas, así como para reducir la dependencia exterior del suministro energético de nuestra economía.

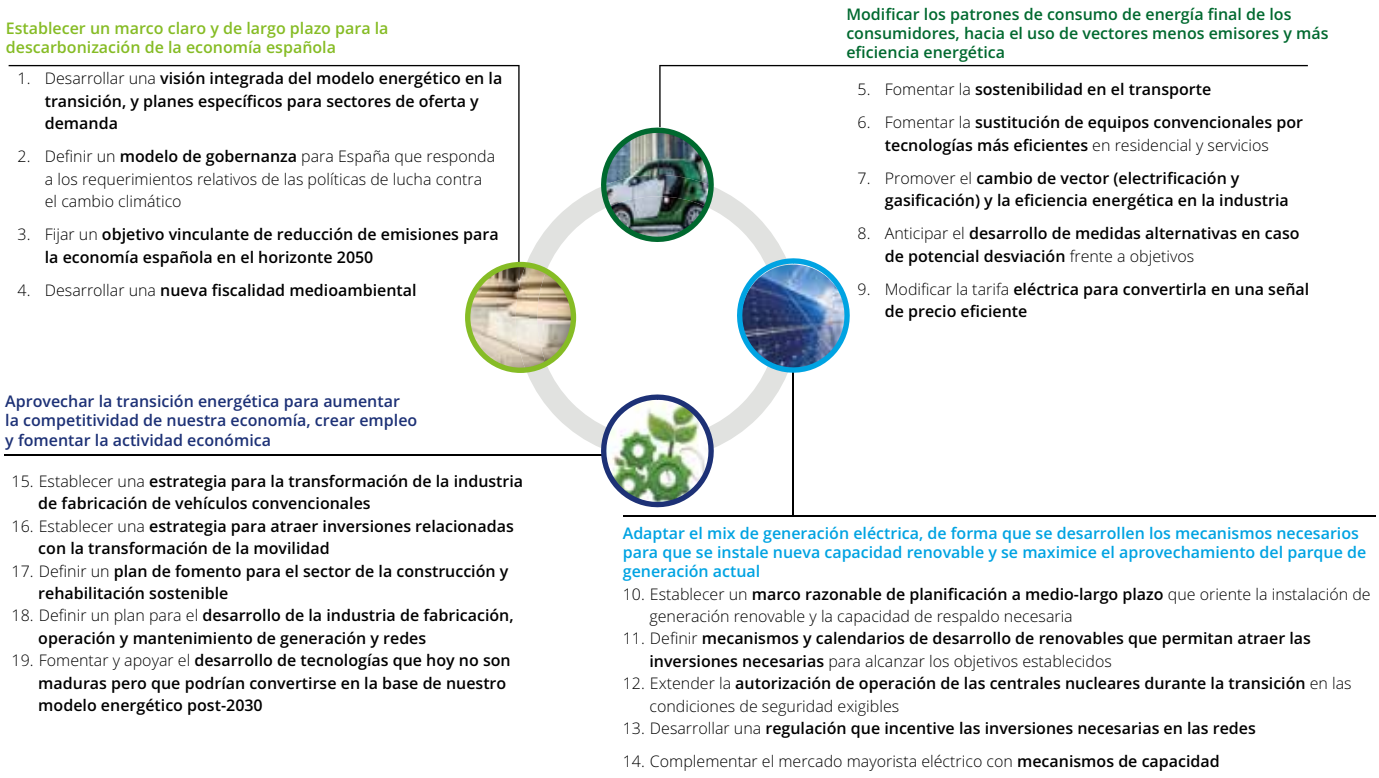
Las recomendaciones presentadas a continuación pretenden sentar las bases para esta transformación del modelo energético español (ver Cuadro 47). Estas recomendaciones están principalmente dirigidas a las diferentes Administraciones Públicas, que deben liderar el proceso de transformación, y desarrollar las políticas apropiadas para que el sector privado (empresas y consumidores) tome las decisiones que nos conduzcan a este cambio de modelo energético. La transición requiere medidas que actúen en cuatro aspectos:

- Establecer un marco claro y de largo plazo para la descarbonización de la economía española.
- Modificar los patrones de consumo de energía final de los consumidores, hacia el uso de vectores menos emisores y más eficiencia energética.
- Adaptar el mix de generación eléctrica, de forma que se desarrollen los mecanismos necesarios para que se instale nueva capacidad renovable y se maximice el aprovechamiento del parque de generación actual.
- Aprovechar la transición energética para aumentar la competitividad de nuestra economía, crear empleo y fomentar la actividad económica.

Establecer un marco claro y de largo plazo para la descarbonización de la economía española

- **Recomendación 1**: Desarrollar una **visión integrada del modelo energético español en la transición, y planes específicos para cada sector de oferta y demanda**, que permitan definir una estrategia a largo plazo, y provocar los cambios estructurales necesarios.

Cuadro 47: Recomendaciones de política energética para realizar una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050



Fuente: análisis Monitor Deloitte

Los planes sectoriales (generación eléctrica, transporte, edificación, industria) deberán desarrollar las implicaciones de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Para ello, será necesario que los siguientes aspectos sean considerados en esta visión integrada:

- Principios rectores que guíen las actuaciones de las Administraciones Públicas y del conjunto de la sociedad.
- Estructura de objetivos nacionales y sectoriales en los horizontes 2030 y 2050, que permitan asegurar el cumplimiento de los objetivos recogidos en el Acuerdo de París y en el marco de la Unión Europea.
- Planes que desarrollen el camino a seguir por cada uno de los sectores, y que incluyan las actuaciones que tendrán que llevarse a cabo, así como los mecanismos regulatorios para fomentar el cambio.
- Análisis económico para cuantificar las inversiones, las posibles fuentes de financiación de estas inversiones y las medidas que favorezcan la actividad económica, la competitividad y el empleo.

- **Recomendación 2**: Definir un **modelo de gobernanza** para España que responda a los requerimientos de las políticas de lucha contra el cambio climático, nacionales y europeas.

La Unión Europea ha establecido una política climática y unos objetivos tremendamente ambiciosos a 2030 y 2050. Estos objetivos solo se podrán lograr mediante una combinación de actuaciones coordinadas, tanto a nivel de la UE como de los Estados miembros. La ejecución de estas actuaciones requerirá una sólida gobernanza que garantice que las políticas y medidas en los distintos ámbitos sean coherentes, complementarias y suficientemente ambiciosas durante la transición.

Los Estados miembros deberán dotarse de un modelo de gobernanza que responda tanto a los requerimientos de información y supervisión de la UE como a la definición, puesta en marcha, ejecución y seguimiento de sus propios planes nacionales. En el caso español, este modelo de gobernanza ha de considerar las siguientes restricciones:

– La estructura administrativa española, por ejemplo, para coordinar actuaciones de acuerdo al reparto de competencias de los diferentes niveles administrativos.

– La estructura económica y energética españolas, por ejemplo, para reforzar las capacidades de control y supervisión en aquellos sectores cuya descarbonización sea clave, como el transporte o la edificación.

– La estructura actual de la política y la regulación relativa al cambio climático, por ejemplo, para mitigar debilidades de coordinación entre administraciones.

El modelo de gobernanza deberá activar los mecanismos que permitan dar respuesta a las anteriores restricciones, incluyendo:

– Los diferentes tipos de instrumentos que deberían constituir las bases de las políticas y actuaciones del proceso, que podrían ser:

  » De mercado: funcionamiento de los mercados y de los mecanismos de formación de precios que sean consistentes con los objetivos (por ejemplo, precios de mercado de electricidad y de capacidad que sean señal adecuada para atraer las inversiones en energías renovables o capacidad firme de respaldo).

  » Fiscalidad: tributaciones fiscales incentivadoras del cambio de vectores energéticos o la adopción de palancas de descarbonización (por ejemplo, tributación diferenciada según el nivel de emisiones).
  » Normativa de mandato y control, por ejemplo, de restricciones de uso y/o limitaciones de emisiones de los vehículos y otros equipos, obligaciones de instalación y/o renovación de equipamiento, etc., según sectores de actividad y usos de la energía.

– Un organismo independiente, técnico y multisectorial, formado por expertos para:

  » Aportar los análisis técnicos sobre la efectividad de las medidas adoptadas.
  » Evaluar el cumplimiento de objetivos y el avance del proceso.
  » Valorar el impacto en la actividad económica, la competitividad de los diferentes sectores y la creación de empleo.
  » Definir recomendaciones y soporte al gobierno en la propuesta de nuevas actuaciones, en el proceso de reporte y gobernanza de la UE.

– Un organismo al máximo nivel administrativo, con las competencias necesarias para coordinar, dar consistencia y supervisar el desarrollo normativo y las actuaciones de las diferentes Administraciones Públicas. Se deberá determinar la ubicación y dependencia óptima dentro de la estructura de la Administración General del Estado, sus funciones y responsabilidades, los criterios de nombramiento y renovación de responsables, los mecanismos de supervisión y control del organismo, etc., que permitan su actuación de forma independiente, eficaz y consistente en el tiempo.

– Un reparto claro de roles y responsabilidades entre las diferentes Administraciones Públicas para el despliegue y coordinación de actuaciones, entre Administración General del Estado, Comunidades Autónomas y Entidades municipales.

- **Recomendación 3**: Fijar **un objetivo vinculante de reducción de emisiones para la economía española en el horizonte 2050**. Este objetivo deberá tener en cuenta el potencial de descarbonización de la economía española, las soluciones tecnológicas disponibles en la transición y la necesidad de garantizar la competitividad de la economía. Este objetivo debería definirse antes del final de 2018, y estar alineado con los objetivos planteados por la Unión Europea.

  El objetivo en el horizonte a 2050, podría suponer unas emisiones menores a 65 MteqCO_2 (85% de reducción respecto a 2005), y debería servir como referencia a los diferentes órganos del modelo

de gobernanza. Estos mecanismos deberían ser consistentes con la visión integrada del modelo energético español a definir para la transición y la estrategia a largo plazo de descarbonización, descritas previamente.

- **Recomendación 4**: Desarrollar una **nueva fiscalidad medioambiental** que permita asignar a cada uno de los vectores energéticos una señal efectiva del coste de las emisiones (y otros impactos medioambientales) asociadas a su consumo. Este marco de fiscalidad medioambiental debería basarse en el principio según el cual, el agente que contamina ha de asumir el coste de las emisiones: "quien contamina paga". El diseño de los instrumentos fiscales en este marco debería permitir:

  – Definir períodos de aplicación que garanticen la eficiencia del instrumento fiscal, por ejemplo, aplicando exenciones fiscales mientras la adquisición del equipo libre de emisiones tenga un extra-coste frente a la alternativa convencional (por ejemplo, exenciones en la compra de vehículos eléctricos hasta que alcance la paridad de coste con el vehículo convencional).

  – Maximizar el impacto sobre las decisiones de gasto y/o inversión de los consumidores e inversores, pero siempre bajo principios de diseño no recaudatorios que lastren la competitividad de la economía, por ejemplo, priorizando la reducción de las cargas impositivas a vectores energéticos menos emisores, frente al incremento de impuestos o tasas a aquellos más contaminantes (especialmente aquellos casos en los que la nueva tributación sea insuficiente para lograr el cambio de vector o aquellos asociados a una industria intensiva en consumo energético).

  – Dotar recursos financieros para la subvención, o financiación de otras actuaciones con mayores barreras o mayores tasas de adopción necesarias (por ejemplo, rehabilitación de viviendas).

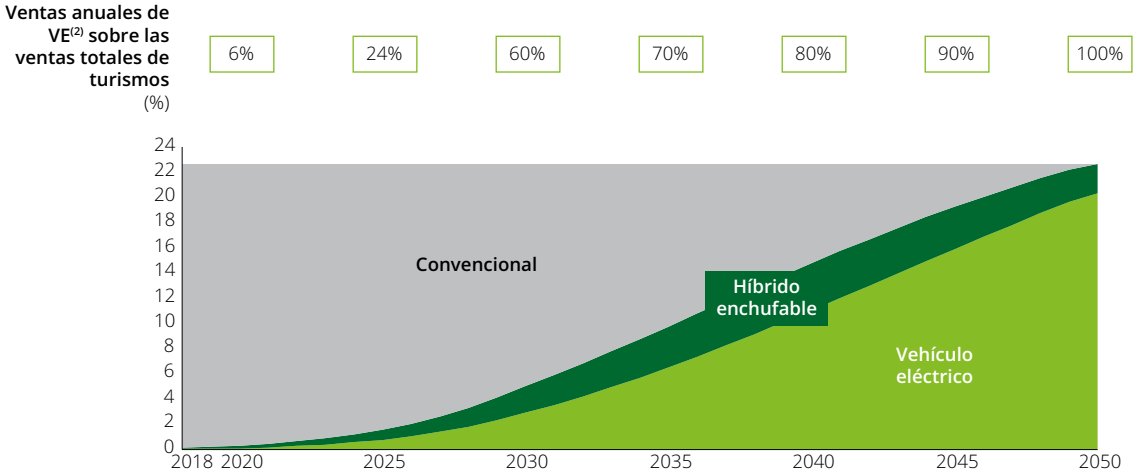
Modificar los patrones de consumo de energía final de los consumidores, hacia el uso de vectores menos emisores y más eficiencia energética

- **Recomendación 5**: **Fomentar la sostenibilidad en el transporte**[52], tanto de pasajeros, incluyendo incentivar la movilidad eléctrica, como de mercancías, incluyendo el cambio modal a ferrocarril y al uso del gas natural en carretera y marítimo.

  – Transporte de pasajeros (turismos):

    » Establecer unos objetivos[53] de penetración del vehículo eléctrico (ver Cuadro 48), tanto a 2020 (250.000 vehículos eléctricos, o 6 % de las ventas anuales) como a 2030 (5-6 millones de vehículos eléctricos, o 60% de las ventas anuales). Este objetivo implica una reducción de emisiones acumuladas a 2030 de 25 MteqCO_2 en el sector de los turismos.

Cuadro 48: Número total de turismos en el parque móvil(1) por tipo de combustible en el escenario *Alta eficiencia eléctrica*
(millones)



(1) Se considera un parque móvil constante
(2) Incluye eléctricos e híbridos enchufables

Fuente: análisis Monitor Deloitte

52. Se muestra un resumen de recomendaciones de movilidad y transporte más relevantes. El estudio de Monitor Deloitte "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050" publicado en marzo de 2017, incluye el conjunto completo de recomendaciones para la transición
53. Objetivos estimados en el informe de Monitor Deloitte "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050" publicado en marzo de 2017, referido a vehículos eléctricos e híbridos enchufables

» Definir exenciones fiscales a la compra de vehículos eléctricos, durante los primeros años de su adopción masiva (hasta 2020-2024). Eliminar progresivamente los incentivos a la compra de vehículos convencionales[54].
» Definir un calendario gradual de restricción de la circulación de vehículos convencionales en grandes centros urbanos y prohibición de su venta.
» Desarrollar una planificación de la infraestructura de recarga (especialmente la de acceso público), y definir un modelo que asegure su despliegue. Esta planificación debería incluir objetivos de postes en vía pública: 4.000 postes en 2020, 50.000 en 2025 y 95.000 en 2030; y de electrolineras[55]: 10.000 en 2020, 40.000 en 2025 y 50.000 en 2030. Esta planificación deberá incluir mecanismos (por ejemplo, financiación) que aseguren el despliegue de la infraestructura, incluso en emplazamientos donde los mencionados mecanismos no aseguren el despliegue (por ejemplo, mediante el denominado "modelo DSO"[56] para emplazamientos específicos).

– Transporte de pasajeros (autobús urbano):

» Establecer el objetivo vinculante de que el 100% de los nuevos autobuses urbanos, de las principales ciudades españolas, sean eléctricos para 2030.
» Fomentar el intercambio de conocimiento y capacidades entre empresas municipales de transporte para reducir el coste global de desarrollo de la movilidad eléctrica en el entorno municipal, por ejemplo, mediante la creación de centros nacionales de pruebas de autobús urbano eléctrico.
» Establecer incentivos económicos a programas municipales de I+D relacionados con el desarrollo y la implantación de sistemas de autobús eléctrico urbano (por ejemplo, creación de líneas piloto).

– En el transporte de mercancías pesadas:

» Establecer un objetivo de mercancías transportadas (en términos de t-km) por ferrocarril eléctrico a 2030 del 20% en España. Este objetivo implicará una reducción de emisiones acumuladas a 2030 de 24 MteqCO_2, equivalente a un 10% de reducción de las emisiones acumuladas en ese periodo del sector de transporte pesado.
» Incentivar el cambio modal a ferrocarril de mercancías. Para ello debe desarrollarse y ejecutarse, en el horizonte de los próximos 15 años, una ambiciosa planificación[57] de inversiones en infraestructuras ferroviarias, una serie de cambios en la operación y gestión del sistema ferroviario destinado al transporte de mercancías.
» Reformar la fiscalidad medioambiental, que afecta al transporte pesado: incrementar los impuestos específicos sobre hidrocarburos, incrementar los de matriculación y circulación, o crear mecanismos específicos (por ejemplo, tipo Euroviñeta). Esta reforma debe implantarse cuando la alternativa al camión convencional (transporte por ferrocarril, camión de GNV) tenga un grado de madurez tal que no impacte en el coste logístico de los operadores.
» Desarrollar el uso de gas natural en el transporte de mercancías por carretera y en el marítimo, incentivando la construcción de infraestructuras de repostaje, el consumo de gas natural como combustible, y la conversión de motores de estos vehículos.

– En el transporte de mercancías ligeras (camión eléctrico ligero):

» Establecer un objetivo específico para la penetración de este tipo de vehículos: 1 millón de vehículos en 2030.
» Definir incentivos fiscales para la incorporación de camiones ligeros eléctricos en las flotas de empresas logísticas y empresarios autónomos, durante los próximos 5 años.
» Restringir progresivamente el tráfico de mercancías por medio de vehículos ligeros convencionales en los núcleos urbanos, para mejorar la calidad del aire, a partir del año 2020.

- **Recomendación 6**: Fomentar la **sustitución de equipos convencionales por tecnologías más eficientes**, y las actuaciones de eficiencia energética y conservación en el sector residencial y servicios (ver Cuadro 49).

– Establecer una senda de reducción de emisiones alineada con el cumplimiento de los objetivos

54. Los planes PIVE (destinados principalmente a la renovación del parque de vehículos convencionales) han tenido una dotación económica de ~1.200 millones € desde 2012, 27 veces más que los destinados a vehículos eléctricos (planes MOVEA y MOVELE)
55. Se refiere a postes instalados en electrolineras
56. Implica que el despliegue, operación y mantenimiento de puntos de recarga sea realizado por el distribuidor eléctrico, y que éstos sean reconocidos en su base regulatoria de activos. Este modelo presenta mayor seguridad acerca del cumplimiento de los objetivos de despliegue de infraestructura, al incluirse en los planes de inversiones del distribuidor. Además, permite facilitar el control de plazos y el seguimiento de este despliegue
57. Estas infraestructuras necesarias incluyen: conexiones con puertos y centros de producción y consumo, desarrollo de centros logísticos, vías férreas adicionales en puntos clave, implantación del ancho internacional en toda la red, electrificación progresiva de las líneas ferroviarias, entre otras. Para mayor detalle ver el estudio de Monitor Deloitte "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050", publicado en marzo de 2017

de sectores difusos. Esta senda de reducción de emisiones ha de considerarse para la definición de planes para la rehabilitación de edificios existentes y programas de sustitución de equipos que permitan reducir el consumo energético. Este plan de rehabilitación debería incluir:

» Un calendario obligatorio de mejora de calificaciones energéticas de edificios, en función del uso, tamaño, antigüedad, etc. de los edificios.
» Los incentivos que aseguren la ejecución de las actuaciones asociadas a este calendario obligatorio.

Estos planes deberían permitir en el horizonte 2030:

» Obtener reducciones de consumo equivalentes a la rehabilitación de 80 mil viviendas anuales hasta 2030 consiguiendo un 30-40% de reducción por vivienda rehabilitada (actuaciones completas en fachadas, cubiertas, cerramientos y sustitución de equipos e iluminación con criterios de eficiencia energética).
» Rehabilitar (actuaciones completas en fachadas, cubiertas, cerramientos y sustitución de electrodomésticos y sistemas de iluminación) con criterios de eficiencia energética ~8 millones m^2 de edificios en sector servicios.

Estas actuaciones equivalen a una reducción de emisiones de 8 MteqCO_2 en 2030, un 30% de las emisiones del sector edificación. Este plan debería integrarse en la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación (ERESEE), revisada en el año 2017.

– Desarrollar campañas de información (especialmente en el sector residencial) sobre el consumo energético de los equipos y su coste asociado, las posibles alternativas existentes en el mercado y los beneficios de sustituir equipos por otros con una mayor eficiencia.

• **Recomendación 7**: Promover el **cambio de vector energético (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria**. Es necesario impulsar el proceso de descarbonización del sector industrial, de forma que: (i) 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, (ii) la electricidad incremente su peso relativo en aquellos procesos en los que sea viable, y (iii) el consumo de carbón y petróleo sea sustituido por vectores energéticos menos contaminantes. En este sentido, sería necesario:

– Realizar un estudio del impacto de la transición del modelo energético para cada uno de los

Cuadro 49: Consumos y actuaciones en una vivienda para mejorar la eficiencia energética

Fuente: IDAE; MINETAD; Plan Renove de Ventanas de la Comunidad de Madrid; análisis Monitor Deloitte

subsectores clave de la industria, con los objetivos de:

» Identificar procesos industriales en los que sea posible realizar una sustitución de combustibles contaminantes por otros con menores emisiones.
» Seleccionar el conjunto de tecnologías óptimo para ello, de acuerdo al marco de "mejores técnicas disponibles" (MTD) definido por la Unión Europea.
» Definir estrategias de descarbonización por sub-sector industrial.
» Mitigar los riesgos de deslocalización.

Este estudio sectorial deberá analizar las diferentes industrias presentes en nuestro país, estableciendo planes específicos para cada una de ellas, en función de sus procesos productivos, las tecnologías disponibles que permitan el cambio a vectores energéticos bajos en emisiones y la mejora de la eficiencia energética. Estos planes deberán evaluar los impactos en la competitividad para reducir el riesgo de deslocalización.

– Establecer mecanismos de financiación o ventajas fiscales que faciliten el desarrollo de aquellas inversiones en cambio de vector y eficiencia energética que no tengan un retorno en el corto plazo o no alcancen la rentabilidad exigida, pero que sin embargo permitan incrementar en el medio/largo plazo la sostenibilidad y competitividad de la industria.

- **Recomendación 8**: Anticipar el **desarrollo de medidas alternativas que compensen la potencial desviación frente a los objetivos descritos anteriormente**. Los objetivos de reducción de emisiones son muy ambiciosos, especialmente a 2050; si por cualquier circunstancia (por ejemplo, política energética o tendencias de consumo) no fuese posible o realista alcanzar los objetivos descritos, sería necesario compensar la diferencia con una mayor ambición en otros sectores/subsectores (ver Cuadro 50). Esta mayor ambición se podría implementar mediante las siguientes palancas de descarbonización:

  – Sumideros para la absorción de emisiones.

  – Rehabilitaciones y ganancia de eficiencia energética de edificios.

  – Ambición de la descarbonización del sector industrial.

  – Penetración de turismos eléctricos.

  – Eficiencia y emisiones de turismos convencionales.

- **Recomendación 9**: **Modificar la tarifa eléctrica** para convertirla en una señal de precio eficiente que permita la electrificación del modelo energético, al incrementar su competitividad frente a otros vectores energéticos más emisores. Esta modificación debería:

Cuadro 50: Actuaciones de descarbonización y equivalencias en alternativas a 2030

Si en 2030 no se dispone de…		…se necesitaría aumentar la penetración de alternativas en…	
Vehículos eléctricos	1 millón	Sumideros 2015	+12%
		Eficiencia turismos convencionales	-0,3 l/100km (2,6 l/100km(1))
		Bombas de calor	~+790 mil
Eficiencia de los nuevos turismos convencionales	Reducción del consumo en 1 l/100km (1,9 l/100km(1))	Vehículos eléctricos	~3,6 millones
		Sumideros 2015	+47%
		Bombas de calor	~+1,9 millones
Bombas de calor	1 millón adicional	Vehículos eléctricos	~1,5 millones
		Sumideros 2015	+19%
		Eficiencia turismos convencionales	-0,4 l/100km (2,5 l/100km(1))
Rehabilitaciones de hogares	100 mil hogares al año	Vehículos eléctricos	~320 mil
		Sumideros 2015	+3%
		Eficiencia turismos convencionales	-0,1 l/100km (2,8 l/100km(1))

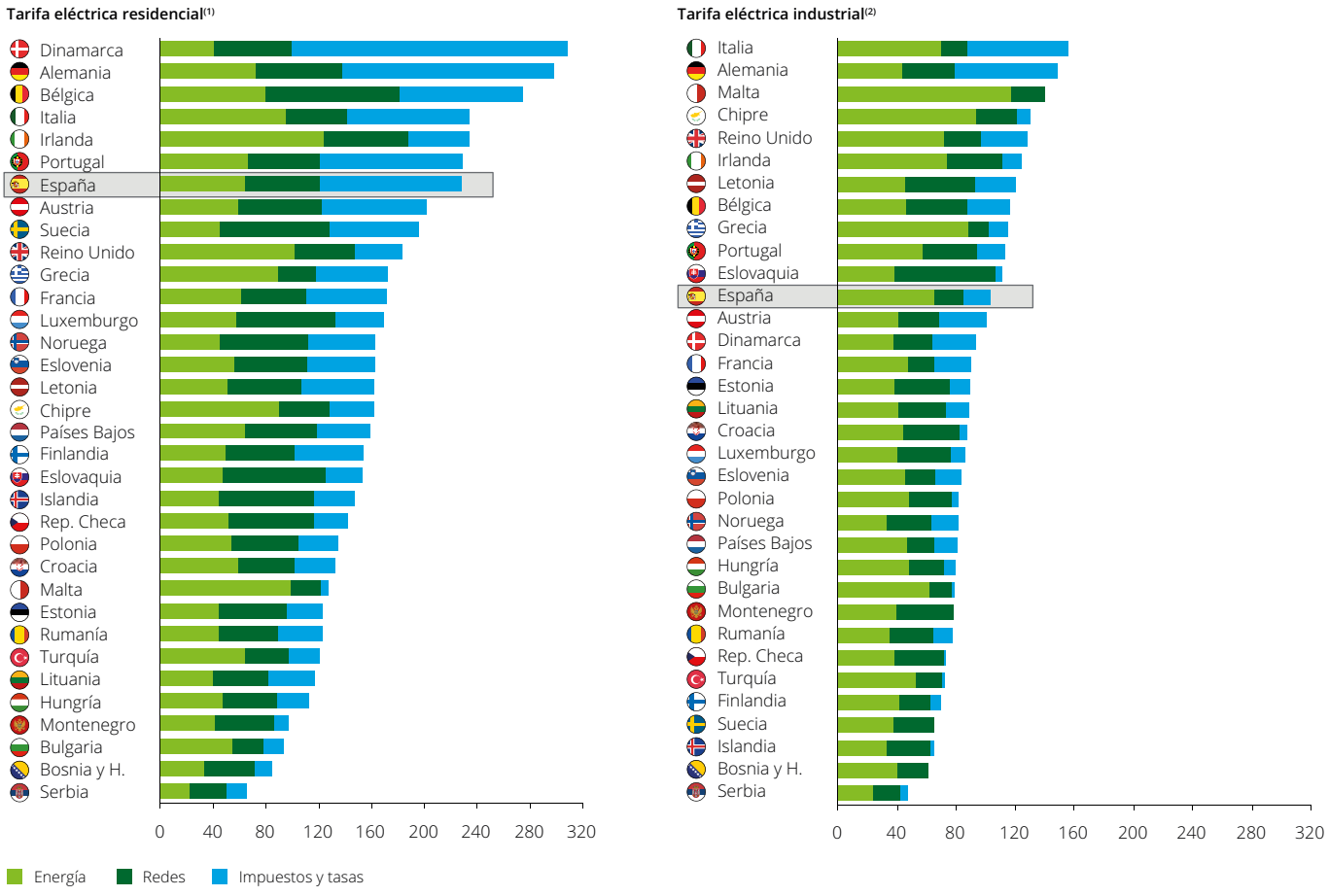
(1) En el escenario *Alta eficiencia eléctrica* a 2030 se estima un consumo medio de las altas convencionales de 2,9 l/100km

Fuente: análisis Monitor Deloitte

– Eliminar aquellos costes no relacionados con el suministro eléctrico, como por ejemplo, costes de política medioambiental, industrial, territorial o fiscal, que se han ido tomando cada vez más peso en la tarifa eléctrica, hasta convertirla en una de las más caras de Europa (ver Cuadro 51).

– Modificar la estructura de tarifas, incrementando la discriminación horaria para reflejar de manera más adecuada el uso de la red de transporte y distribución. En momentos de baja utilización de la red, el coste de acceso podría ser prácticamente nulo, lo que incentivaría el consumo de energía en esos momentos sin necesidad de mayor inversión en redes. En momentos de mayor uso, el coste de acceso debería ser muy superior, para desincentivar su utilización, reduciendo las puntas de demanda y controlando las necesidades de inversión en la red.

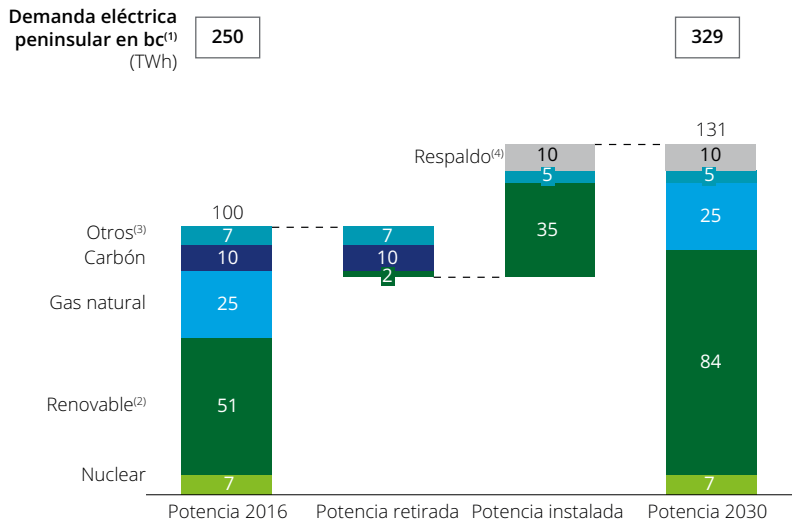
Cuadro 51: Tarifa eléctrica en distintos países europeos en 2016
($€_{2016}$/MWh)



(1) Coste total para el consumidor residencial en 2016 con un consumo medio anual entre 2.500-5.000 kWh
(2) Coste total para el consumidor industrial en 2016 con un consumo medio anual entre 500-2.000 MWh

Fuente: EUROSTAT; análisis Monitor Deloitte

Cuadro 52: Evolución del parque de generación peninsular en el escenario *Alta eficiencia eléctrica*
(GW)



(1) Se considera la demanda eléctrica centralizada y descentralizada

(2) Incluye generación hidráulica y bombeo, eólica, solar centralizada y descentralizada y térmica renovable

(3) Incluye cogeneración y otros. A partir de 2017 se considera el cierre de 2,4 GW de cogeneración

(4) La capacidad representada de potencia de respaldo, así como la inversión estimada, se ha calculada considerando que el respaldo es aportado por CCGTs

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

Adaptar el mix de generación eléctrica, de forma que se desarrollen los mecanismos necesarios para que se instale nueva capacidad renovable y se maximice el aprovechamiento del parque de generación actual

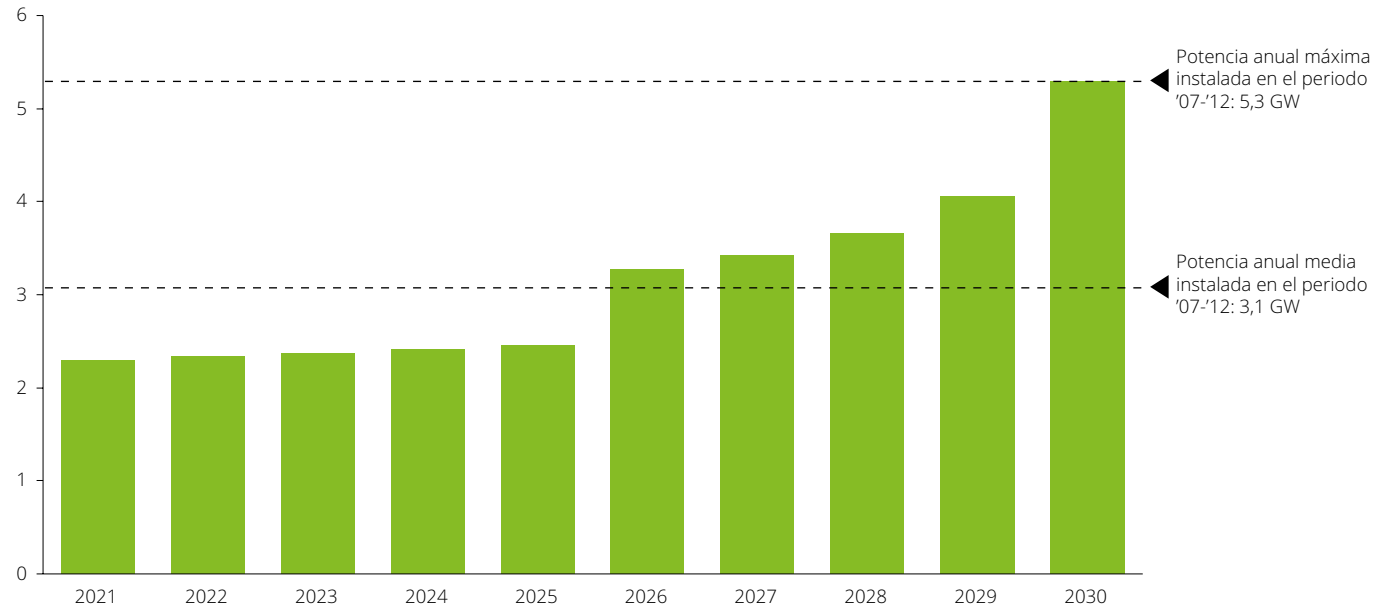
- **Recomendación 10**: Establecer un **marco razonable de planificación a medio-largo plazo que oriente la instalación de generación renovable y evolución de capacidad de respaldo** necesaria (ver Cuadro 52 y Cuadro 53) para cubrir el crecimiento de la demanda. Este marco debería:

  – Tomar como punto de partida la visión integrada del modelo energético español en la transición, y los planes específicos para cada sector de oferta y demanda definidos en ella.

  – Considerar la 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.

  – Identificar un conjunto de tecnologías principales para la transición en función de horizontes temporales. Se debería apostar por soluciones maduras, pero manteniendo la mayor cantidad de

Cuadro 53: Potencia renovable peninsular a instalar anualmente(1) en el escenario *Alta eficiencia eléctrica*
(GW)



(1) Se considera que la instalación de potencia renovable sigue la misma senda de crecimiento anual que de la demanda de energía eléctrica. Según el calendario de las subastas de renovables de 2016 y 2017, se instalarán 8GW de potencia renovable antes del 2021.

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

opciones abiertas para, en función de la evolución de las diferentes tecnologías, tomar las decisiones más eficientes durante la transición.

- **Recomendación 11**: Definir **mecanismos y calendarios de desarrollo de renovables que permitan atraer las inversiones necesarias** (ver Cuadro 53) para alcanzar los objetivos establecidos, por ejemplo, mediante subastas de renovables. Este sistema debe asegurar una rentabilidad mínima de la inversión para los promotores de la nueva capacidad, pero basándose en mecanismos de mercado.

  – Estos mecanismos deben fomentar el despliegue de las renovables necesarias para cumplir objetivos, y facilitar a los potenciales inversores la visibilidad necesaria para evaluar la rentabilidad de las instalaciones. El mecanismo ha de incluir un calendario con la capacidad que se desarrollaría en un horizonte móvil de 5 años. Estos mecanismos y calendarios deben considerar la capacidad de autoconsumo integrada en el sistema, para realizar un adecuado seguimiento de las necesidades de renovables del modelo energético español.

  – El mecanismo debe asegurar una rentabilidad mínima de la inversión para los promotores de la nueva capacidad, pero basándose en mecanismos de mercado que permitan la inversión a aquellos agentes más eficientes. Este mecanismo deberá fomentar, en los primeros momentos de la transición, aquellas tecnologías renovables con mayor madurez y menor coste, mientras el sistema eléctrico tenga la capacidad de integrar generación no gestionable.

- **Recomendación 12**: Extender la **autorización de operación de las centrales nucleares** en las condiciones de seguridad exigibles.

  – Extender la autorización de operación de las centrales nucleares durante la transición mientras sea necesario, 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** de forma que se promueva la modernización, digitalización y automatización de éstas, se optimicen las inversiones necesarias y se desarrolle una regulación estable y que permita obtener una rentabilidad razonable sobre los capitales invertidos.

  – Desarrollar planes de inversiones en redes sobre la base de un marco regulatorio estable que asegure una rentabilidad adecuada sobre el capital invertido. El marco regulatorio deberá incentivar el despliegue por los operadores de las inversiones necesarias para la transición, incluyendo la modernización, digitalización y automatización de las redes.

  – Adaptar el modelo retributivo de la actividad de redes eléctricas, basado en unidades físicas, para que pueda reconocer la naturaleza de los nuevos activos y costes de la red, por ejemplo, los asociados a digitalizar y automatizar activos y operaciones clave en la cadena de valor del negocio de redes.

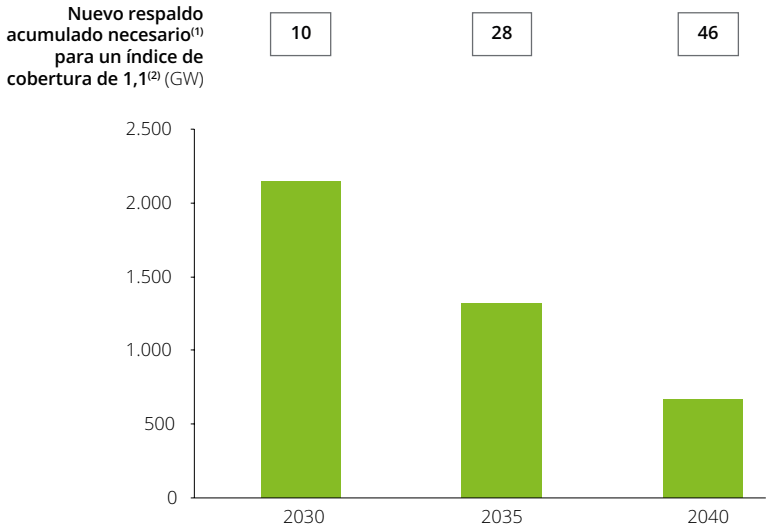
  – Adaptar la regulación para desarrollar el rol de los operadores de redes en el desarrollo de una nueva economía en torno a los servicios para los consumidores eléctricos, por ejemplo, a través de servicios de gestión inteligente de la recarga de vehículos eléctricos, gestión de la demanda por terceros (agregadores), o gestión de información asociada al consumo eléctrico.

- **Recomendación 14**: Complementar el mercado mayorista eléctrico con **mecanismos de capacidad basados en esquemas de mercado**. Estos mecanismos deberán guiar de modo eficiente la transición de la generación térmica actual hacia nuevas tecnologías firmes no emisoras, a medida que vayan alcanzando la madurez.

  – A corto plazo, han de permitir obtener una rentabilidad a la capacidad ya instalada que sigue siendo necesaria para proporcionar firmeza, incluso en escenarios de muy bajo funcionamiento, evitando cierres de plantas que podrían implicar inversiones en capacidad de respaldo más adelante.

  – A medio plazo, son necesarios para incentivar las inversiones en tecnologías firmes no emisoras, inicialmente el bombeo y, posteriormente, nuevas tecnologías firmes que vayan alcanzando la madurez.

Cuadro 54: Previsión de horas de funcionamiento a futuro de la capacidad de respaldo en el escenario *Alta eficiencia eléctrica*



(1) El respaldo se ha calculado considerando el escenario *Alta eficiencia eléctrica* y que es aportado por centrales térmicas de gas

(2) El índice de cobertura se calcula como la potencia firme instalada entre la demanda horaria pico, siendo 1,1 el valor mínimo necesario para garantizar el suministro eléctrico en horas pico

Fuente: análisis Monitor Deloitte

Estos mecanismos de capacidad deben basarse en esquemas de mercado, considerar la aportación al sistema de cada tecnología en términos de firmeza, capacidad de gestión, etc. y deben permitir la rentabilidad, incluso en escenarios de muy bajo funcionamiento (ver Cuadro 54) de plantas que únicamente operen en momentos de muy alta demanda, pero que sean imprescindibles en dicho momento.

Aprovechar la transición energética para aumentar la competitividad de nuestra economía, crear empleo y fomentar la actividad económica

- **Recomendación 15**: Establecer una **estrategia para la transformación de la industria de fabricación de vehículos convencionales** y sus industrias auxiliares. Esta estrategia es clave para la economía, ya que la automoción española es un referente fuera de nuestras fronteras, y representa un 19% de las exportaciones totales del país, una aportación del 10% en el PIB y el empleo directo o indirecto de un 9% de la población activa. Esta estrategia debe impulsar la materialización temprana de las oportunidades que puede suponer la movilidad eléctrica a la industria automovilística española. De este modo, los principales elementos de la estrategia podrían ser:

  – Evaluar las oportunidades de transformación, mediante el análisis de la cadena de valor de la industria automovilística española, incluyendo fabricación e industrias auxiliares (componentes, talleres/post-venta).

  – Crear los mecanismos para que se produzca la transformación del sector bajo parámetros de competitividad y refuerzo de la actividad en España, por ejemplo, promoviendo incentivos para atraer inversiones (incluyendo nuevas plantas productivas).

  – Desarrollar un plan de formación y capacitación a empleados, que incluya incentivos a las empresas para desarrollar programas de iniciación y formación en nuevas competencias técnicas relacionadas con las oportunidades de transformación del sector.

  – Crear polos industriales de movilidad eléctrica con presencia de fabricantes de baterías, componentes, ensamblado de modelos eléctricos, por ejemplo, mediante la promoción de políticas industriales que incentiven la creación de dichos polos.

- **Recomendación 16**: Establecer una **estrategia para atraer inversiones relacionadas con la transformación de la movilidad**. Esta estrategia debería permitir capitalizar la transformación de la movilidad en España por medio de:

  – Incentivar la industria relacionada con la instalación, el mantenimiento y la explotación comercial de la industria de recarga de vehículos eléctricos.

  – Fomentar servicios de movilidad asociados a la transición y su industria asociada, por ejemplo, servicios de movilidad compartida, mediante la simplificación de trámites administrativos para la explotación de estos modelos de negocio, o el acceso a infraestructura de recarga para este tipo de vehículos.

- **Recomendación 17**: Definir un **plan de fomento para el sector de la construcción y rehabilitación sostenible**. Este plan ha de impulsar la actividad empresarial para mejorar la competitividad del sector, considerando cuestiones internas como la productividad, la innovación o la eficiencia en la gestión, y otras externas como la internacionalización. Este plan tendrá que:

  – Desarrollar cambios normativos para simplificar trámites vinculados a la rehabilitación, tales como una oficina de asesoramiento a la financiación o esquemas de ventanilla única para trámites administrativos.

  – Desarrollar mecanismos administrativos y procesos de acreditación profesional en la construcción

y rehabilitación de edificios, articulando convocatorias específicas para desarrollar cualificaciones profesionales reconocidas para las actividades en las que sea necesario (por ejemplo, instalación de equipos que lo requieran por su espacial complejidad).

- Impulsar el desarrollo de soluciones innovadoras para la rehabilitación de edificios y mejorar la eficiencia energética.

- **Recomendación 18**: Definir un **plan para el desarrollo de la industria de fabricación, operación y mantenimiento de equipos de generación y redes en España** de forma que seamos capaces de desarrollar una capacidad que permita el abastecimiento de las necesidades locales y la exportación de dichas capacidades. Este plan tendría que contemplar:

  - Evaluar las oportunidades de negocio que la transición traerá a esta industria, a lo largo de los negocios clave, por ejemplo, equipos de generación renovable y redes inteligentes, incluyendo transformadores, equipos de medida, protecciones o equipos de control de nueva generación (digitalizados, automatizados y conectados).

  - Desarrollar mecanismos que faciliten el desarrollo e implantación de este sector, bajo parámetros de competitividad, por ejemplo, promoviendo incentivos que permitan atraer y retener inversiones a largo plazo en fabricación (incluyendo desarrollo de plantas productivas actuales).

  - Impulsar el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas, que puedan ser integradas en la transición del modelo energético español e impulsar su mayor internalización.

- **Recomendación 19**: Fomentar y apoyar el **desarrollo de tecnologías que hoy no son maduras pero que podrían convertirse en la base de nuestro modelo energético post-2030**, como por ejemplo el almacenamiento de energía eléctrica. La innovación será un factor imprescindible para que la transición sea eficiente y maximice el impacto en la creación de actividad económica competitiva en nuestro país. Se proponen las siguientes actuaciones:

  - Fomentar el emprendimiento en sectores energéticos que permita crear un ecosistema de *start-ups* basadas en España que actúe como motor de la actividad económica y fuente de ideas innovadoras.

  - Promover el desarrollo de programas de demostración de nuevas tecnologías como complemento a los programas de investigación y desarrollo.

  - Facilitar la colaboración público-privada, de forma que exista un marco que incentive la competencia, que recompense la toma de riesgos en el desarrollo y que ofrezca retornos atractivos.

  - Establecer un fondo que fomente la innovación que esté alineado con el tamaño de la transformación que necesita realizar el modelo energético.

Anexo 1: Descripción de los principales modelos de estimación utilizados

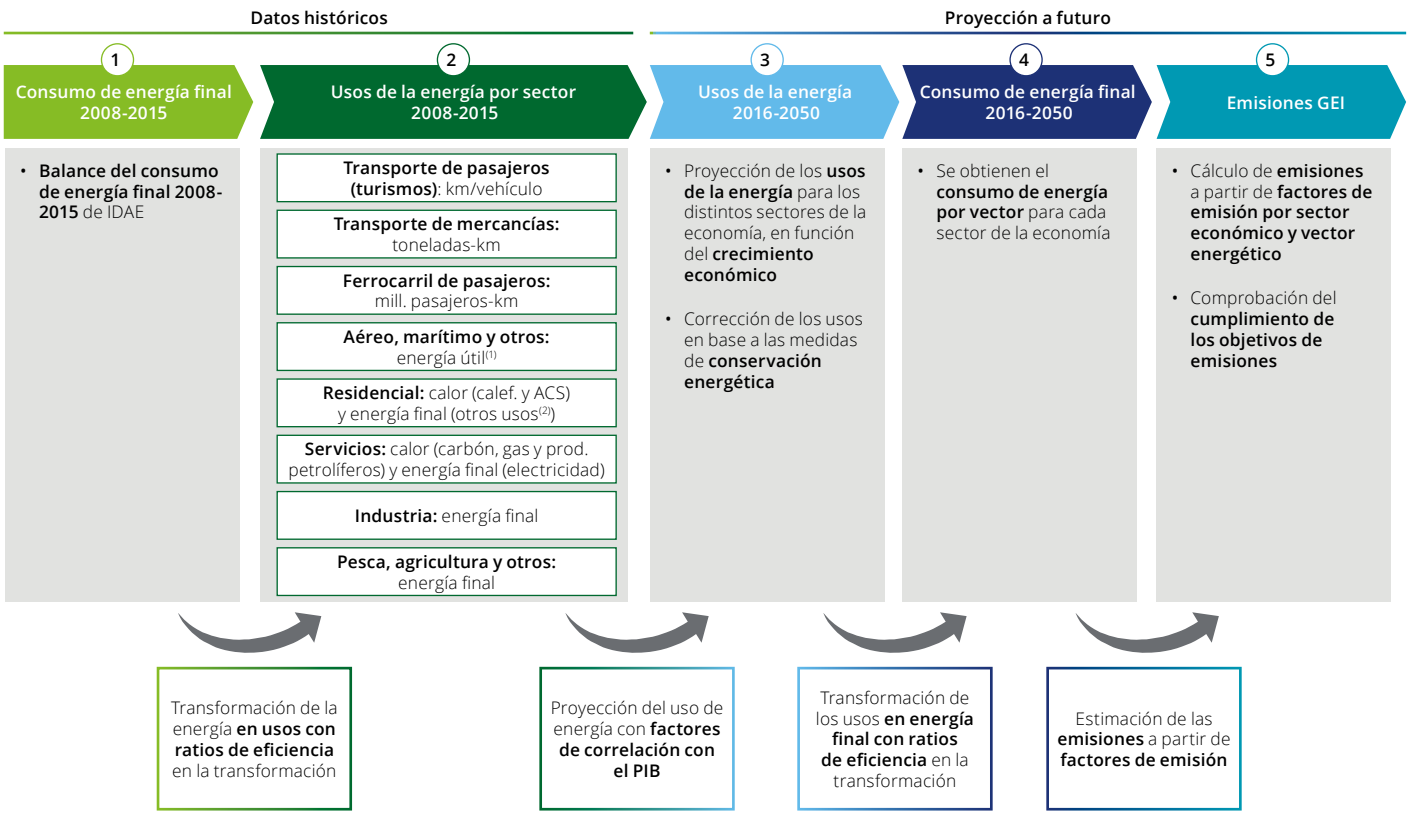
Para el desarrollo de este informe se han utilizado 2 modelos que permiten estimar a futuro los principales indicadores descritos en el mismo: modelo de demanda de energía final y modelo de generación eléctrica. Ambos modelos están relacionados y utilizan como inputs valores extraídos del otro.

Modelo de demanda de energía final

Este modelo estima, para los escenarios analizados, los consumos de energía final a futuro en cada uno de los sectores económicos, así como las emisiones derivadas de dicho consumo (ver Cuadro 55).

- Se obtienen los consumos de energía por sector económico y por vector energético para todo el sistema energético español.
- Se transforman los consumos de energía final en usos de la energía, en función del sector y de la aplicación, mediante el empleo de ratios de conversión específicos para cada uso.
- Se proyectan a futuro los usos de la energía, aplicando factores de correlación con el crecimiento económico, y se corrigen en base a las medidas de conservación energética estimadas en los diferentes escenarios.

Cuadro 55: Modelo de demanda de energía final



(1) Incluye la energía derivada de la aviación internacional

(2) Otros usos residenciales: electrodomésticos, refrigeración, iluminación y cocina

- Se transforman de nuevo los usos energéticos en consumos de energía final por vector, en función de la aplicación de las diferentes palancas de descarbonización y de los ratios de eficiencia en cada escenario.

- Se calculan las emisiones mediante la aplicación de factores de emisión por cada vector energético y cada uso. En este punto de utiliza el factor de emisión de la generación eléctrica estimado en el modelo de generación eléctrica.

Modelo de generación eléctrica

Este modelo estima la capacidad instalada y la generación para cada tecnología (ver Cuadro 56).

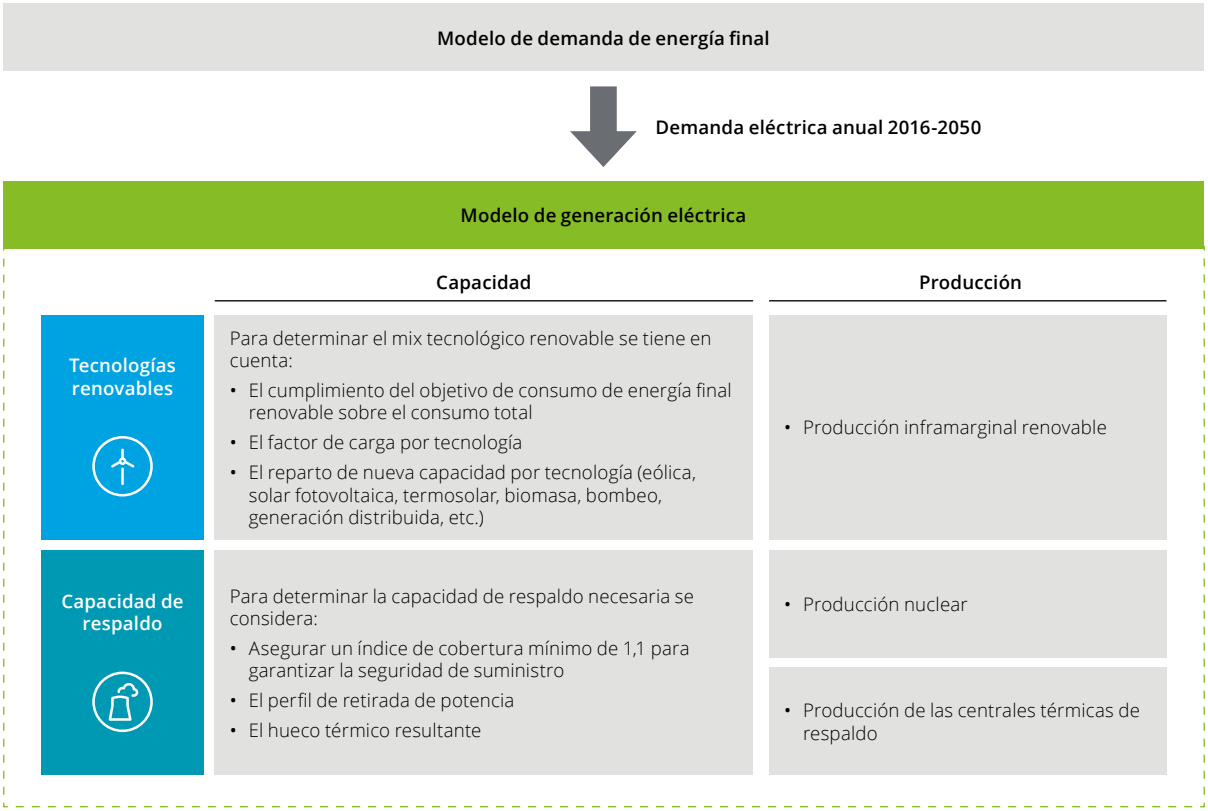
- Se utiliza como dato de entrada la demanda eléctrica anual, que se ha proyectado en el modelo de demanda de energía final.

- Se estiman la capacidad y la producción renovables necesaria para cumplir el objetivo de consumo de energía final renovable sobre el consumo total. Para ello, se tiene en cuenta el factor de carga por tecnología y el reparto de la nueva capacidad necesaria por tecnología (eólica, solar fotovoltaica, termosolar, biomasa, bombeo, generación distribuida, etc.).

- Se estima la capacidad de respaldo necesaria a instalar para asegurar un índice de cobertura mínimo del 1,1 y garantizar la seguridad de suministro, para lo que se considera el perfil de retirada de potencia.

- Por último, se estima el hueco térmico resultante después de considerar la producción de la generación eléctrica inframarginal (renovables, cogeneración y nuclear), y posteriormente se reparte esta generación entre las centrales de carbón y de gas natural.

Cuadro 56: Modelo de generación eléctrica



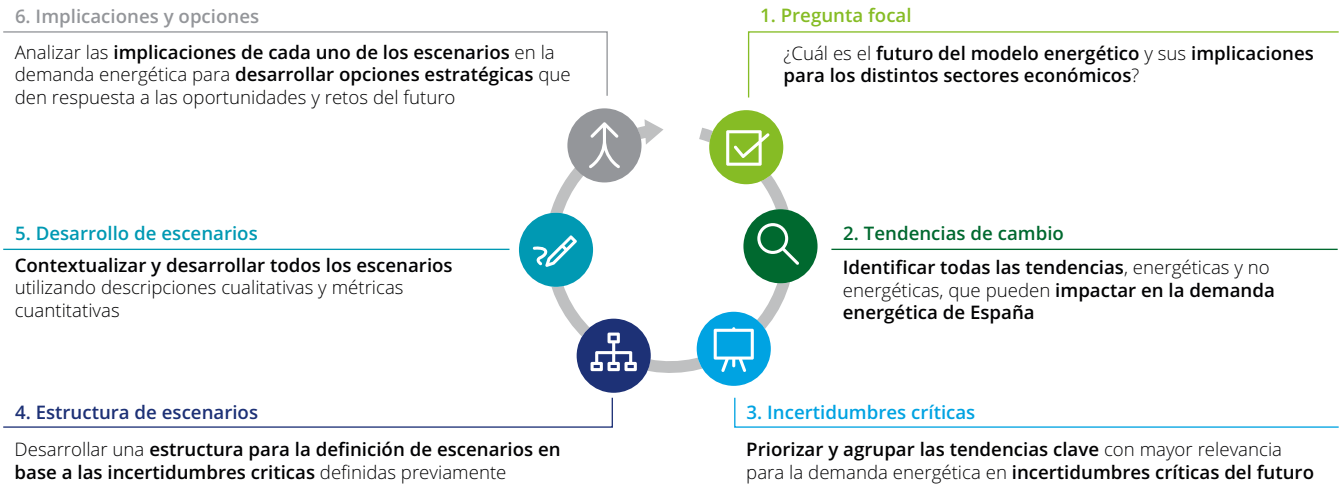
Anexo 2: Metodología utilizada para el desarrollo de los escenarios

Para la construcción de los escenarios de demanda analizados en el presente informe, se ha utilizado la metodología *Scenario Planning* (ver Cuadro 57). Esta metodología permite valorar las posibles alternativas de evolución del entorno en un marco temporal definido, de tal forma que sirve como guía para reflexionar sobre qué actuaciones son necesarias para alcanzar cada uno de los escenarios. El objetivo de la metodología no es desarrollar 4 escenarios, de los cuales uno de ellos será el que se haga realidad. El futuro contendrá elementos de los 4 escenarios y el objetivo es discutir las implicaciones de cada uno de ellos.

La metodología consiste en 6 etapas:

- Plantear una pregunta focal para determinar el alcance de los escenarios (tanto en temática como en marco temporal).
- Identificar las tendencias de cambio sociales, tecnológicas, económicas, medioambientales y regulatorias más relevantes a la hora de dar respuesta a la pregunta inicial.
- Ordenar y agrupar las tendencias clave para identificar las incertidumbres críticas en la evolución a futuro.
- Desarrollar una estructura para la definición de escenarios, en base a las incertidumbres críticas y las distintas direcciones que éstas puedan tomar.
- Contextualizar y desarrollar los cuatro escenarios utilizando descripciones cualitativas y métricas cuantitativas. Estos escenarios han de ser divergentes, factibles, concretos y relevantes.
- Analizar las implicaciones de cada escenario para desarrollar las opciones que den respuesta a las oportunidades y retos del futuro.

Cuadro 57: Metodología propietaria de *Scenario Planning* para el desarrollo de los escenarios de demanda



Anexo 3: Hipótesis consideradas a 2030 y 2050

Cuadro 58: Hipótesis consideradas a 2030 y 2050

		Energía final[1] (Mtep)	Electrifi-cación (%)	Gasifica-ción (%)	Prod. petrolíf. (%)	Electrificación por sector (%)				Demanda eléctrica penin. en bc[2] (TWh)	Potencia RES penin. (GW)	Emisiones GEI[3] (MteqCO$_2$)		
						Transp.	Resid.	Servicios	Industria			Totales	ETS	NO ETS
2015		80	25%	16%	50%	2%	40%	62%	35%	248	51	336	140	196
2030	Alta eficiencia eléctrica	77	35%	26%	31%	6%	55%	65%	39%	329	84	256	104	153
	Electrificar la economía	81	33%	23%	36%	5%	55%	65%	38%	331	89	267	105	162
	Reducción convencional	81	29%	29%	33%	2%	43%	62%	37%	294	86	256	90	166
	Continuista	86	27%	18%	45%	2%	42%	62%	35%	293	62	329	124	205
2050	Alta eficiencia eléctrica	60	71%	17%	9%	59%	100%	99%	53%	514	198	65	39	26
	Electrificar la economía	72	56%	20%	19%	34%	80%	84%	45%	489	189	105	52	53
	Reducción convencional	69	40%	40%	16%	16%	52%	68%	37%	332	131	131	52	78
	Continuista	88	30%	20%	42%	2%	45%	62%	35%	321	67	372	170	203

(1) Energía final para usos energéticos sin incluir calor. Incluye la energía derivada de la aviación internacional

(2) Se considera la generación eléctrica centralizada y descentralizada

(3) Los sectores NO ETS son los sectores difusos, y los ETS son aquellos que se encuentran dentro del marco de los derechos de emisión de GEI (principalmente generación eléctrica e industria). No incluye transporte marítimo ni aéreo internacional

Fuente: análisis Monitor Deloitte

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

Monitor
Deloitte.

Deloitte hace referencia, individual o conjuntamente, a Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL”) (private company limited by guarantee, de acuerdo con la legislación del Reino Unido), 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 http://www.deloitte.com/about si desea obtener una descripción detallada de DTTL y sus firmas miembro.

Deloitte presta servicios de auditoría, consultoría, asesoramiento financiero, gestión del riesgo, tributación y otros servicios relacionados, a clientes públicos y privados en un amplio número de sectores. Con una red de firmas miembro interconectadas a escala global que se extiende por más de 150 países y territorios, Deloitte aporta las mejores capacidades y un servicio de máxima calidad a sus clientes, ofreciéndoles la ayuda que necesitan para abordar los complejos desafíos a los que se enfrentan. Los más de 244.000 profesionales de Deloitte han asumido el compromiso de crear un verdadero impacto.

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. Antes de tomar cualquier decisión o adoptar cualquier medida que pueda afectar a su situación financiera o a su negocio, debe consultar con un asesor profesional cualificado. Ninguna entidad de la Red Deloitte será responsable de las pérdidas sufridas por cualquier persona que actúe basándose en esta publicación.

© 2018 Para más información, póngase en contacto con Deloitte, S.L.

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