



La lámpara de mesa Sunnan de Ikea no consume electricidad. Incluye un panel solar extraíble cuyo tiempo de recarga es de nueve a doce horas en un día de sol. A plena carga de batería emite luz a toda potencia durante tres horas aproximadamente.

©IKEA

Escenarios de costes

10.1

Introducción

En este capítulo se recopilan y desarrollan escenarios de costes de los distintos componentes del sistema energético, tanto en el contexto BAU como en el E3.0. Los criterios seguidos han sido:

- Los indicadores principales son el coste absoluto total del suministro de energía y el coste específico total por unidad de energía final suministrada.
- Se expresan todos los costes de las distintas formas de energía en las mismas unidades (c€/kWh), presentados siempre en términos de euros constantes del año 2007.
- En la medida de lo posible se incorpora en los escenarios de costes una valoración de las externalidades.

Se ha optado por desarrollar escenarios de costes propios en vez de basarse en los de otras referencias publicadas, ya que es muy habitual encontrar escenarios de costes, especialmente de los combustibles fósiles, que de forma consistente pronostican costes inferiores a los que luego se encuentran en la experiencia cotidiana, ya que se suele minusvalorar el efecto del incremento de costes de estos recursos escasos y limitados al verse sometidos a una demanda fuertemente creciente. Es, por tanto, bastante habitual asistir de un año a otro a modificaciones al alza de estos escenarios de costes

conservadores. De modo que en este estudio se ha seguido un planteamiento más realista, teniendo en cuenta que si se sigue en un contexto BAU en el que el conjunto del planeta reproduzca las trayectorias de consumo seguidas por los países desarrollados, el resultado esperable será enfrentarse a costes cada vez mayores (tasas crecientes de inflación de esos recursos limitados y escasos). Aun así se ha adoptado un enfoque bastante conservador en el que se han limitado esas tasas de inflación al asumir como hipótesis implícita que, incluso en el contexto BAU, parte del planeta evolucionará hacia el contexto E3.0.³⁷

Los costes correspondientes a las energías renovables empleados en este estudio son los que se desarrollaron en el estudio *Renovables 100%* (Greenpeace, 2007), pasando el inicio del periodo de análisis de 2003 a 2007 y adaptando los valores a €-2007.

10.2

Costes de emisiones de CO₂

Los escenarios del precio del CO₂ que se han adoptado se elaboran teniendo en cuenta tres elementos:

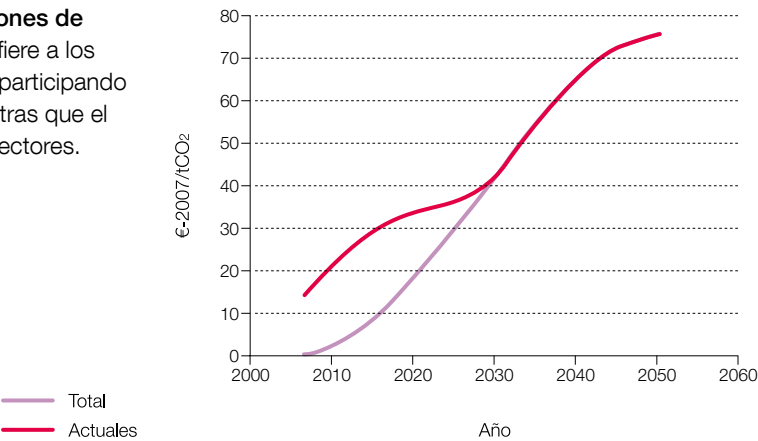
- Los costes tenderán a incrementarse con el tiempo, a medida que los requerimientos de reducción de emisiones se hagan más estrictos.
- Todos los sectores responsables de emisiones tendrán que incorporarse al mercado de emisiones o adoptar

³⁷ La forma de evitar tasas de inflación mayores es limitando la demanda, y parece más realista que esto se logre evolucionando hacia un uso más eficiente, al menos en algunos países, que manteniendo los actuales niveles de consumo en unos países mientras una gran parte del planeta sigue privada del acceso a esos recursos energéticos.

En este estudio se ha seguido un planteamiento realista, teniendo en cuenta que si se sigue en un contexto BAU en el que el conjunto del planeta reproduzca las trayectorias de consumo seguidas por los países desarrollados, el resultado esperable será enfrentarse a costes cada vez mayores.

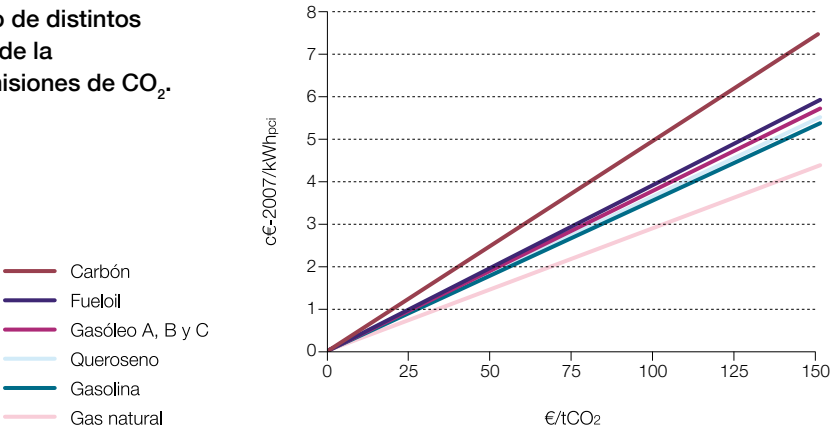
- otros mecanismos (tasas o impuestos) para que paguen por el CO₂ emitido.
- Cabe esperar que los precios del CO₂ en el mercado se encuentren por debajo de los costes de la internalización real del impacto de las emisiones de CO₂.

Figura 179 Escenarios de costes de emisiones de CO₂. El escenario denominado 'actual' se refiere a los sectores que actualmente ya se encuentran participando en los mercados de emisiones de CO₂, mientras que el 'total' se refiere al promedio con el total de sectores.



En la figura 180 se muestra el efecto del precio del CO₂ en el sobrecoste de distintos combustibles, normalizado a lo largo de un periodo de 30 años.

Figura 180 Sobrecostes en el precio de distintos combustibles como consecuencia de la internalización de costes de las emisiones de CO₂. Resultados normalizados.

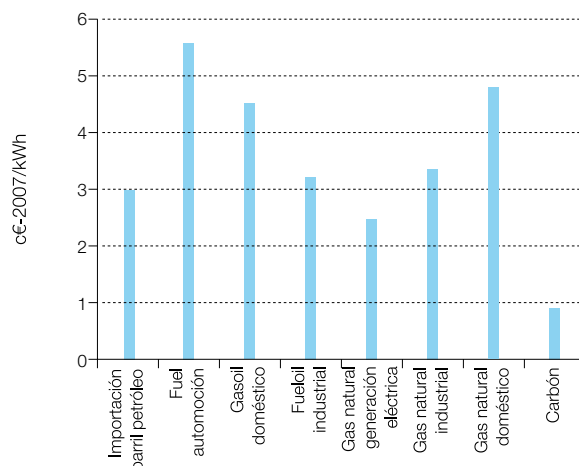


10.3

Combustibles fósiles

Para desarrollar los escenarios del coste de los combustibles fósiles, se parte de los valores existentes en el año 2007:

Figura 181 Valores de partida del precio de los combustibles fósiles, en términos de precio final sin impuestos, y en dinero constante del 2007.



Cómo evolucionen esos precios depende de las tasas de inflación incremental que se consideren. Si se extrapolan las habidas en los periodos 1990–2008 y 1998–2008 hacia el futuro, los valores finales del coste del petróleo para los distintos escenarios se encontrarían en cualquier lugar en el rango entre los 200–20.000 \$-2007/barril.

Como es evidente que en estas condiciones la economía mundial colapsaría totalmente, cabe esperar que la tendencia BAU evolucione en una de las dos direcciones siguientes, que conducen ambas a acotar las tasas de inflación incremental de los recursos fósiles:

- La mayoría de las economías del planeta no reaccionan, por lo que los elevados precios de los recursos fósiles desencadenan en episodios de crisis profunda que acotan el crecimiento del precio de los combustibles fósiles.

- Una parte del planeta opta por iniciar la transición hacia un contexto E3.0, lo cual aligera la presión sobre los recursos fósiles, de tal forma que se contengan las tasas de inflación. En ese caso, las condiciones en que se quedarían las economías que optasen por la transición al contexto E3.0 son muchísimo más favorables que las condiciones en que se quedarían las economías que permaneciesen en el contexto BAU. Esta es la hipótesis adoptada en este estudio, de modo que el escenario BAU para España supone que este país sería una de las economías que se quedan ancladas en el contexto BAU.

Las figuras 182, 183, 184 y 185 recogen el escenario adoptado para la evolución de las tasas anuales de inflación incremental en el precio del petróleo, y el escenario correspondiente de evolución de los precios del petróleo.

Figura 182 Escenario adoptado para las tasas anuales de inflación incremental en los precios del petróleo.

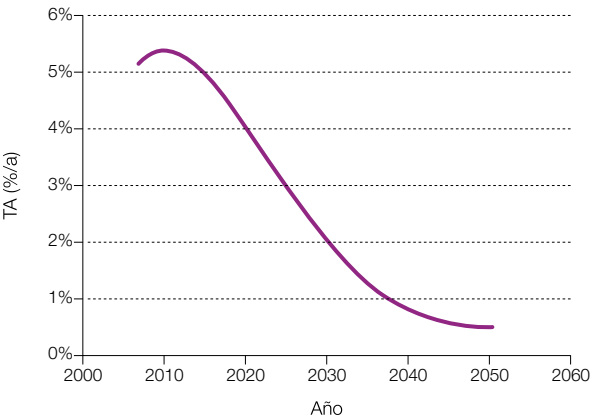
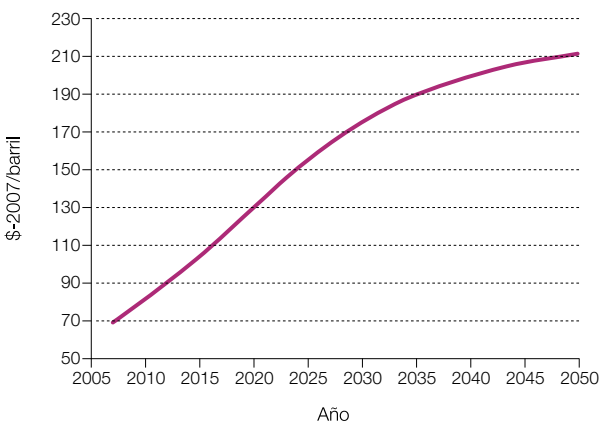
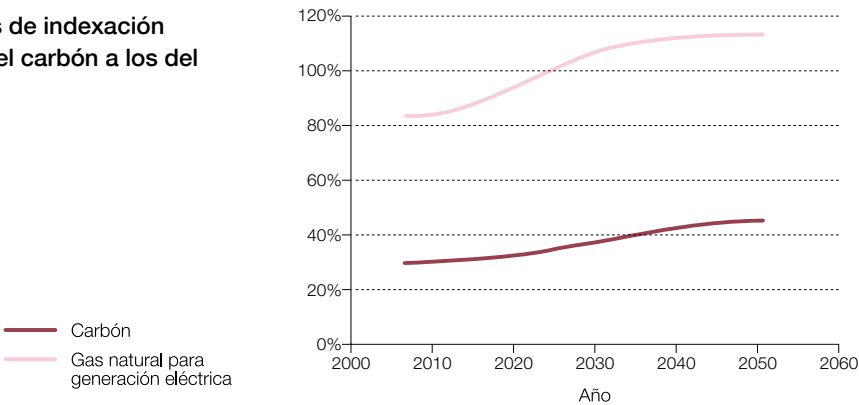


Figura 183 Escenario adoptado para la evolución de los precios del petróleo, en términos de unidades convencionales.



Por lo que respecta al carbón y el gas natural se consideran los escenarios de indexación con los costes del petróleo:

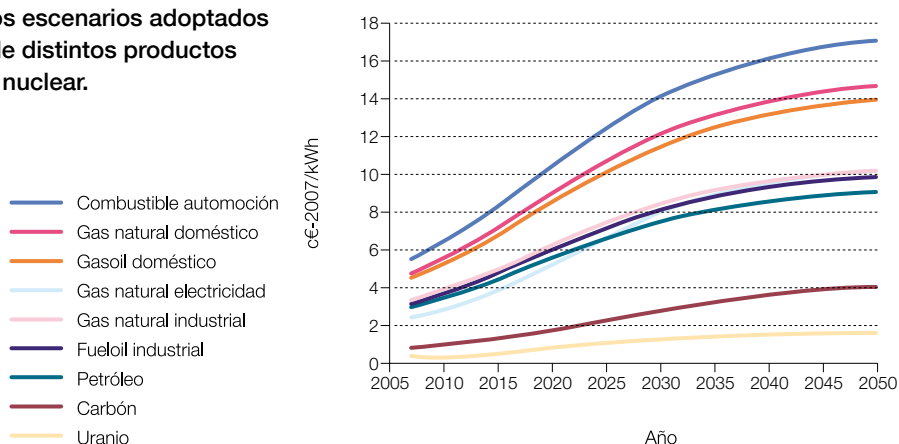
Figura 184 Escenarios adoptados de indexación de los costes del gas natural y del carbón a los del petróleo.



Con todo ello, resultan estos escenarios de costes de los distintos productos energéticos fósiles adoptados para

este estudio, donde se ha añadido el escenario para el coste del uranio desarrollado en el apartado siguiente.

Figura 185 Comparativa de los escenarios adoptados para la evolución del coste de distintos productos energéticos de origen fósil y nuclear.



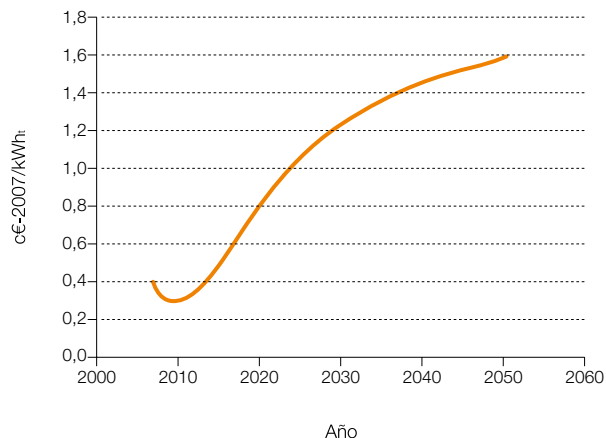
10.4

Energía nuclear: combustibles y operación y mantenimiento

Para el desarrollo de escenarios del coste del combustible nuclear, se parte de un valor del orden de los costes actuales, y se establece una tendencia inicial creciente de costes hasta alcanzar los valores necesarios

para que el reprocesado resultase rentable. A partir de ahí la inflación que quedaría solo reflejaría el efecto del incremento de la demanda global sobre un recurso escaso, si muchos países se apoyaran en la energía nuclear, ya que con solo cuadruplicar la relativamente escasa potencia nuclear actualmente instalada ya se agotarían todas las reservas de uranio actualmente conocidas. La figura 186 recoge el escenario adoptado para la evolución de los costes del combustible nuclear.

Figura 186 Escenario de costes del combustible nuclear adoptado.



Con solo cuadruplicar la relativamente escasa potencia nuclear actualmente instalada ya se agotarían todas las reservas de uranio actualmente conocidas.

La mayor parte de las incertidumbres y externalidades no cubiertas se encuentran en el resto de costes, esto es, en los costes de inversión y los de operación y mantenimiento, incluidos entre estos últimos los costes asociados a la disposición final de los residuos.

Por lo que respecta a los costes de inversión, la revisión de la literatura arroja un amplio abanico de estimaciones, desde 2.100 €/2007/kW_e hasta 5.200 €/2007/kW_e, con valores cada vez mayores que seguirán aumentando, puesto que los requerimientos de seguridad sobre estas instalaciones seguirán creciendo a lo largo del tiempo.

La mayor incertidumbre se halla en los costes de operación y mantenimiento (O&M), que es donde en la actualidad se encuentran la mayoría

de las externalidades sin valorar o infravaloradas: gobernabilidad, seguridad de operación, desmantelamiento, cobertura de responsabilidades ante incidencias, gestión de residuos, prevención de atentados, control de proliferación de armamento nuclear, y control de garantías de diseño y operación en un contexto de globalización de la tecnología nuclear. Si se tienen en cuenta todas esas incertidumbres, el escenario de costes adoptado parte de unos valores iniciales descompuestos entre un coste de O&M fijo de 80 €/2007/kW_e-a y un coste de O&M variable de 0,1 c€/2007/kWh_e, incorporando una internalización gradual de las externalidades. Las figuras 187 y 188 reproducen los escenarios de costes de O&M fijos y variables adoptados para las centrales nucleares.

Figura 187 Escenario adoptado para la evolución de los costes de O&M variables de las centrales nucleares.

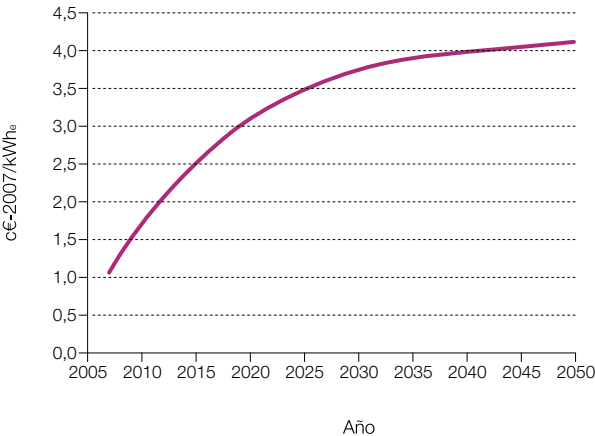
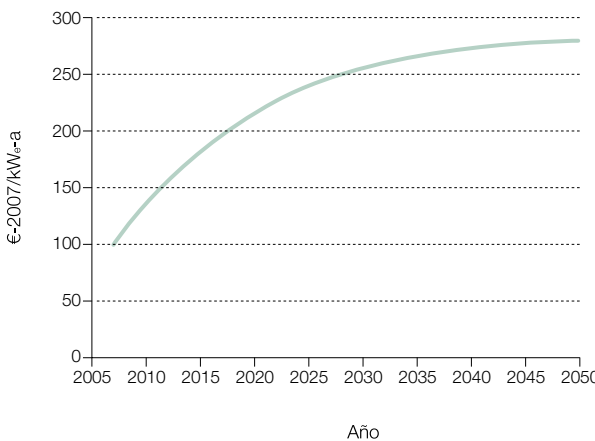


Figura 188 Escenario adoptado para la evolución de los costes de O&M fijos de las centrales nucleares.



10.5

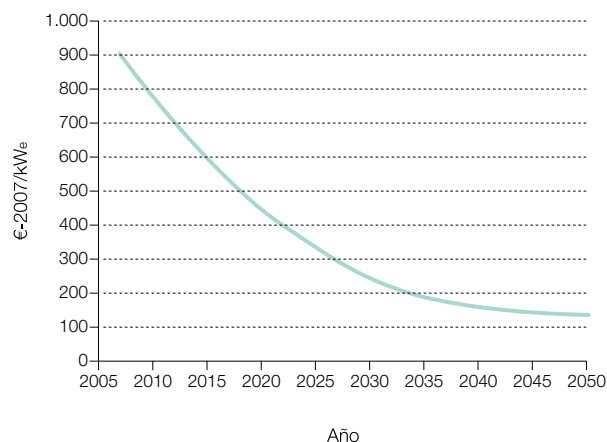
Hidrógeno

El hidrógeno contribuye de forma significativa a los costes totales del sistema energético mediante dos componentes principales: por un lado, los debidos a la generación, acondicionamiento y distribución del hidrógeno a partir de la electricidad renovable, y por otro, los derivados de la acumulación del hidrógeno.

Por lo que respecta a la producción del hidrógeno, los costes están dominados por los de inversión del equipamiento necesario, y a su vez se ven muy

afectados por el factor de capacidad con el que se usa el equipamiento de generación de hidrógeno. En el marco del sistema energético total, la producción de hidrógeno se emplea como elemento de regulación del sistema energético, y esto trae como resultado un factor de capacidad muy inferior al que se considera en los estudios actuales sobre generación de hidrógeno, por lo que los costes por unidad de energía son superiores. El escenario de costes adoptado, que muestra la figura 189, parte de unos costes representativos de la tecnología actual e introduce unas tasas de aprendizaje general para la tecnología, de tal forma que describe la evolución de costes que cabe esperar sin estar ligado a ninguna tecnología en concreto:

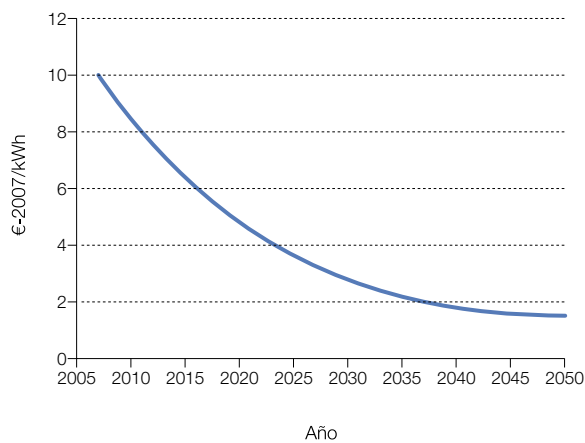
Figura 189 Escenario de costes asociado a la inversión para generación de hidrógeno a partir de electricidad.



En cuanto a la acumulación, se adopta un escenario genérico de evolución de costes, que parte de unos costes representativos de la situación actual, e implementa unas tasas de aprendizaje del conjunto de la tecnología. Por tanto, más que estar ligado a una tecnología en particular, cabe esperar que las

tecnologías de acumulación de hidrógeno se vayan modificando a medida que se recorre la curva de aprendizaje que da lugar a este escenario de evolución de costes. La figura 190 recoge el escenario de evolución de costes de acumulación de hidrógeno adoptado para este estudio:

Figura 190 Escenario adoptado para los costes de acumulación de hidrógeno.



10.6

Otros recursos energéticos

La energía solar térmica, tanto en el contexto BAU como en el E3.0 participa en la cobertura de la demanda de energía térmica, tanto en el sector edificación como en el industrial. La figura 191 recoge los costes normalizados considerados para esta tecnología en los años extremos del periodo de tiempo considerado.

En cuanto a la biomasa primaria, la figura 192 recoge los costes normalizados en el año inicial y final del periodo de tiempo considerado. Se incorporan los efectos de la inflación incremental, por la demanda creciente que cabe esperar sobre este recurso, que a pesar de ser renovable, es relativamente escaso y tiene muchas aplicaciones potenciales.

Figura 191 Costes normalizados considerados para la energía solar térmica para aplicaciones de cobertura de la demanda térmica.

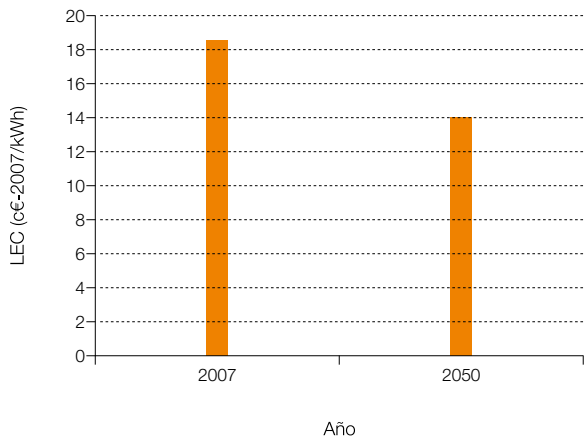
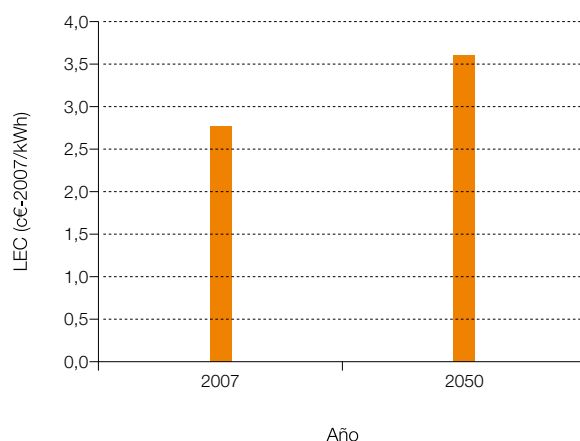


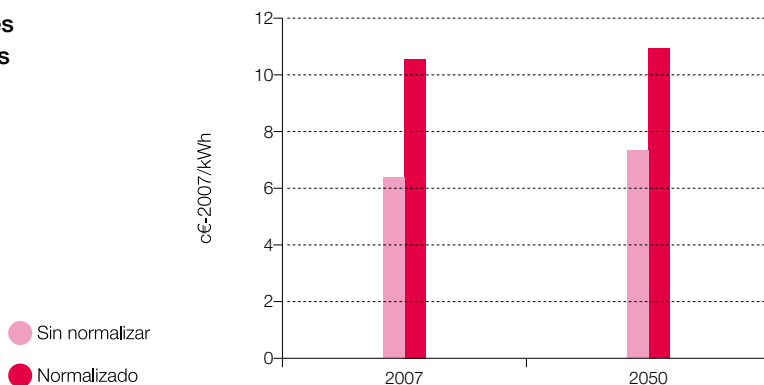
Figura 192 Coste normalizado de la biomasa directa en los años inicial y final del periodo de tiempo considerado.



En el caso de los biocombustibles procesados se ha empleado un único escenario de costes para todos ellos, que representa un promedio. El escenario parte de los costes de la materia prima, los rendimientos tipo de transformación, y costes de procesado. En la figura 193 se recogen los costes correspondientes a los años extremos

del periodo de tiempo considerado en el desarrollo de los escenarios, tanto en términos del coste para ese año, como en términos del coste normalizado durante un periodo de 30 años (a partir del año considerado). Se tiene en cuenta la inflación incremental debida a la demanda creciente que cabe prever sobre estos recursos limitados.

Figura 193 Costes de los biocombustibles procesados, sin normalizar y en términos normalizados.



10.7

Costes normalizados de generación eléctrica fósil y nuclear

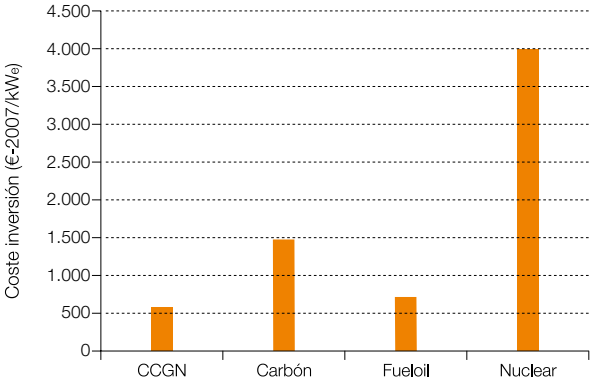
En este punto se recogen los costes normalizados de la electricidad para el contexto BAU. Estos costes incluyen los escenarios de costes anteriormente presentados para los combustibles y operación y mantenimiento, así como las correspondientes tasas de inflación incremental,

y se encuentran normalizados con un valor del interés del dinero del 8 %, y una tasa de inflación general del 3,5 %/a, así como una vida útil de las instalaciones de 30 años para las centrales de ciclo combinado de gas natural (CC GN) y fuel, de 35 años para las centrales de carbón, y de 40 años para las eventuales centrales nucleares nuevas.

Respecto a los costes de inversión, la figura 194 recoge los valores considerados:

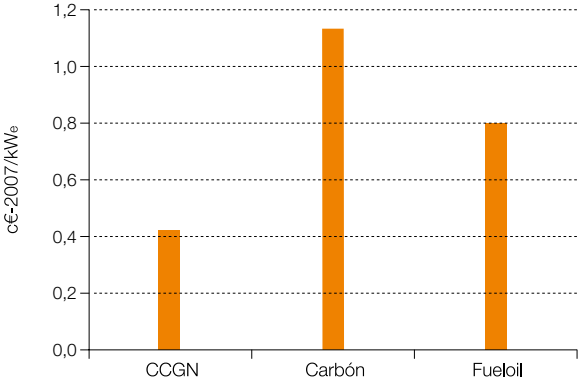
En el caso de las renovables, el elemento principal en la evolución de los costes es la reducción de los costes de inversión al progresar estas tecnologías por sus curvas de aprendizaje, lo que proporciona unos costes decrecientes de la unidad de energía generada.

Figura 194 Costes de inversión considerados para las distintas tecnologías del contexto BAU.



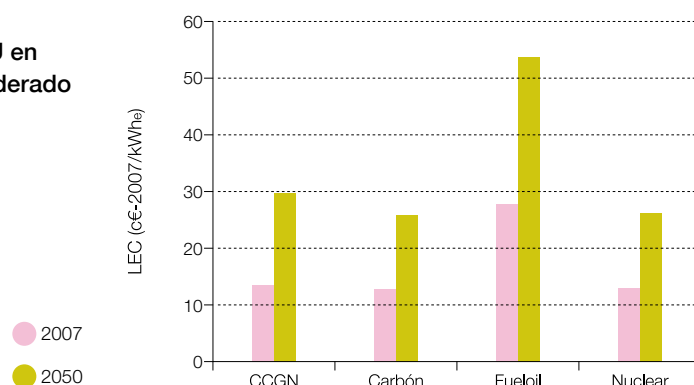
Por lo que respecta a los costes de O&M de las tecnologías de combustibles fósiles, los valores adoptados, excluyendo los costes asociados a las emisiones de CO₂ ya documentados anteriormente, son los que muestra la figura 195.

Figura 195 Costes de O&M, excluyendo los asociados a las emisiones de CO₂, adoptados para las tecnologías de combustión fósil del contexto BAU.



Si se tienen en cuenta los distintos factores de capacidad, los costes totales (incluidos costes de emisiones de CO₂) normalizados asociados a la generación de electricidad con las tecnologías del mix BAU son los recogidos en la figura 196.

Figura 196 Costes normalizados de generación eléctrica con las tecnologías del contexto BAU en los años extremos del periodo temporal considerado para el desarrollo de los escenarios.



10.8

Tratamiento de la evolución temporal del coste

Los costes de la energía obtenida con un mix determinado evolucionan a lo largo del tiempo. En el caso de las renovables, el elemento principal en la evolución de los costes es la reducción de los costes de inversión al progresar estas tecnologías por sus curvas de aprendizaje, lo que proporciona unos costes decrecientes de la unidad de energía generada. Para el caso de las energías de origen fósil, el elemento principal de evolución de sus costes es la inflación incremental en los combustibles, consecuencia directa de constituir un recurso escaso y limitado sometido a una demanda galopante, lo que conduce a unos costes crecientes de la unidad de energía. En el caso de la energía nuclear, tanto los costes de inversión (por motivos de demanda creciente de seguridad), como los de los combustibles (por una inflación incremental por el mismo motivo que los combustibles fósiles), y los de operación y mantenimiento (por los requerimientos de seguridad e internalización del impacto futuro de sus residuos), contribuyen a producir unos costes crecientes de la unidad de energía a lo largo del tiempo.

En el capítulo de escenarios de cobertura de la demanda se presentan los datos de costes a lo largo del tiempo: se proporcionan los costes asociados al inicio del periodo de análisis (año 2007) y al final del periodo de análisis (año 2050); y también se analizan los costes promedio a lo largo del periodo considerado. Si se parte de los costes normalizados de la unidad de energía (LEC) expresados en dinero constante (c€/2007/kWh) para el inicio (año

2007: LEC_{2007}) y final (año 2050: LEC_{2050}) del periodo considerado, se adoptan dos escenarios de evolución de estos costes: uno para los costes decrecientes de las energías renovables (modelo energético del contexto E3.0), y otro para los costes crecientes de las energías fósiles y nuclear (modelo energético del contexto BAU).

Los resultados se presentan en términos de:

- $LEC_m(t)$: el valor del LEC promedio del parque de una tecnología, que varía a lo largo del tiempo. Se calcula de forma diferente para las tecnologías fósiles (más dominadas por los costes de combustible) y para las renovables (fuertemente dominadas por los costes de inversión).
- $LEC_{promedio}$: el valor promedio del LEC en un periodo de tiempo dado.

10.9

Sobre el coste del ahorro

El coste asociado al despliegue de eficiencia (coste del negavatio) es un aspecto importante. En el marco de este estudio, se ha encontrado que, para la mayoría de las medidas de eficiencia dentro del sector edificación, los costes del negavatio cabe esperar que se sitúen por debajo de 1 c€/2007/kWh. Y en el caso de diversas medidas de eficiencia, el coste del negavatio podía ser negativo, es decir, ahorrar una unidad de energía no solo no cuesta dinero, sino que ahorra dinero. En la literatura reciente, el 80 % de las medidas de reducción de emisiones en el sector edificación son de coste negativo, y los valores máximos para la mayoría de las medidas se sitúan por debajo de 5,5 c€/2007/kWh. Por

En la literatura reciente, el 80% de las medidas de reducción de emisiones en el sector edificación son de coste negativo.

lo general, el coste del negavatio, tanto el obtenido en este estudio como el que se puede deducir del análisis de la bibliografía, queda bien por debajo del coste máximo del ahorro para que el coste total del sistema energético en el contexto E3.0 sea inferior al coste total del sistema energético en el contexto BAU.

Sin embargo, estos valores dependen de muchos factores, por lo que hay varias consideraciones a tener en cuenta:

- Algunas medidas de ahorro se pueden saturar, y se genera un óptimo técnico-económico a partir del cual lograr un pequeño incremento en el ahorro de energía tiene un alto coste. Solo al superar estos puntos óptimos en el despliegue de eficiencia es cuando hay que plantearse cubrir esta demanda marginal por otros medios.
- En el caso del contexto E3.0, la alternativa a una inversión en eficiencia no es tan solo invertir en producir más energía, sino que también está disponible la respuesta de la demanda para aprovechar la electricidad 'residual' procedente de los requerimientos de regulación del sistema eléctrico, cuando no exista otra opción de

integración de esa electricidad dentro del sistema energético.

- El coste máximo admisible del negavatio depende del coste de referencia de cubrir esos negavatos con generación adicional, pero esto a su vez depende del valor que le demos a las 'externalidades'. Algunas de esas externalidades son hechos muy contundentes, como los derivados del cambio climático y de la disponibilidad equitativa de recursos entre todos sus potenciales usuarios (presentes y futuros), de forma que siempre que esos negavatos sean imprescindibles para adaptarnos a esos hechos, no existen límites máximos al coste permisible del negavatio.
- El valor máximo del coste del ahorro (coste del negavatio) para que el coste total en el contexto E3.0 se mantenga por debajo del coste total del sistema energético en el contexto BAU se encuentra en el rango de 15–25 c€/2007/kWh, un valor muy superior al del coste correspondiente al negavatio en el punto óptimo para la gran mayoría de medidas de ahorro.
- Los valores del coste del negavatio en cada estudio dependen mucho de la evolución del precio de la energía en el contexto BAU.



Detalle de la central termosolar de torre central Gemasolar (Sevilla), propiedad de Torresol Energy, con una potencia de 15 MW.

©MARKEL REDONDO / GREENPEACE