



imagen

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

Costes

4



4.1 Introducción

En este capítulo vamos a recopilar y desarrollar escenarios de costes de los distintos componentes del sistema energético, tanto en el contexto BAU como en el E3.0, en los que posteriormente nos apoyaremos para evaluar el coste total del suministro de energía en los contextos BAU y E3.0, bajo distintos casos de cobertura de la demanda.

Los indicadores principales que hemos adoptado en este estudio, para describir el desempeño del sistema energético, son el coste absoluto total del suministro de energía y el coste específico total por unidad de energía final suministrada. Por tanto, estos indicadores principales contarán con contribuciones de distintos elementos (electricidad, combustibles fósiles, hidrógeno, etc.) que adquirirán distintos pesos específicos para cada una de las combinaciones entre contexto de demanda y sistema empleado para su cobertura.

Habitualmente los costes de la energía se nos presentan en unidades totalmente distintas⁹⁰⁴ que impiden que podamos realizar una comparación directa entre los costes de las distintas formas de energía. Nosotros vamos a proceder a expresar todos los costes de las distintas formas de energía en las mismas unidades (c€/kWh), con la finalidad de poder disponer en todo momento de una comparación directa y clara sobre los costes relativos de unas formas de energía respecto a otras⁹⁰⁵, así como de disponer de una información más intuitiva del efecto que cabe esperar que tenga la participación de esta forma de energía en la cobertura de la demanda, sobre el coste específico del conjunto del sistema energético, que es el indicador que hemos adoptado para describir el desempeño de los distintos casos analizados.

Por otro lado, desde el punto de vista de la comparación, los costes de las distintas formas de energía deberían incorporar la valoración económica de todas sus externalidades, pues de lo contrario falsean la comparativa al dejarse fuera del contexto de la comparación unos costes adicionales que deberá pagar la sociedad, pudiendo la comparación de estructuras de costes imperfectas conducir a unas conclusiones totalmente erróneas. En la medida de lo posible incorporaremos en los escenarios de costes una valoración de las externalidades, y en este aspecto consideramos que hemos sido conservadores, por tener el convencimiento de que la gran mayoría de las externalidades se encuentran fuertemente infravaloradas⁹⁰⁶.

Los resultados de costes se presentan a lo largo de todo el informe en términos de euros constantes del año 2007. Puesto que las referencias de partida para elaborar los escenarios presentan los resultados económicos en términos de dinero corriente, o constante, referido a otra base, e incluso a menudo en otra moneda (normalmente dólar), todos estos resultados se han adaptado con los tipos de cambio correspondientes a cada año, y con las series de IPCA para trasladarlos⁹⁰⁷ a la unidad seleccionada de euros constantes del año 2007 (€-2007).

4.2 Escenarios de costes

En este punto presentamos el desarrollo de escenarios de costes de las distintas fuentes de energía consideradas en los estudios de cobertura de la demanda desarrollados en este informe.

Es de resaltar que estamos bastante acostumbrados a ver escenarios de costes, especialmente de los combustibles fósiles, que

904 €/MWh, €/litro, €/barril, €/tonelada, €/GJ, €/lb-U₂O₈, etc.

905 Otro elemento a tener en cuenta de cara a poder establecer comparaciones entre los costes de las distintas formas de energía es el de incluir los mismos componentes de la estructura de costes. Así, por ejemplo, para poder comparar los costes de las energías renovables con los de los combustibles fósiles, para estos últimos habrá que considerar los costes en términos de suministro de energía final (distintos a los de importación de la materia prima), pero sin incluir las cargas impositivas.

906 Sin ir más lejos, el escenario de costes de CO₂, elaborado a partir de la tendencia del mercado actual, claramente infravalora esta externalidad al ser incapaz, por sí mismo, de potenciar el cambio del modelo energético en la dirección requerida.

907 Esto hace, por ejemplo, que los resultados del informe R100% (GP, 2007) en los que se desarrollaron los escenarios de costes de las energías renovables que vamos a emplear, al estar expresados en €-2003, no se puedan comparar directamente con los empleados en este informe, que han sido adaptados a €-2007.

de forma consistente infravaloran la inflación incremental a la que se ven sometidos estos recursos, por lo que no coinciden ni con la experiencia cotidiana del incremento de costes de estos recursos, ni con aspectos estructurales como lo que cabe esperar que le pase a un recurso escaso y limitado al verse sometido a una demanda fuertemente creciente. Es por tanto bastante habitual que de un año a otro asistamos a modificaciones al alza de estos escenarios de costes conservadores⁹⁰⁸. Por este motivo, en lugar de adoptar escenarios existentes sobre la evolución del precio de los recursos energéticos, hemos optado por desarrollar escenarios de costes en el marco de este informe que respondan a estos elementos estructurales, y que nos permitan, por tanto, extraer conclusiones de la comparación de resultados elaborados con estos escenarios. Hay que tener presente que nuestro interés consiste en comparar un escenario de cambio (E3.0) con un escenario BAU, y si seguimos en un contexto BAU extrapolando las trayectorias seguidas por los países desarrollados al conjunto del planeta, no existe otra opción que la de enfrentarnos a tasas crecientes de inflación de los recursos limitados y escasos que han soportado la evolución BAU, por mucho que prefiramos seguir mirando escenarios que predicen bajas tasas de inflación en estos recursos⁹⁰⁹.

Cabe señalar que en esta labor de desarrollo de escenarios de costes de los recursos energéticos hemos sido bastante conservadores a la hora de elaborar los escenarios de tasas de inflación incremental, optando por escenarios bastante más moderados de lo que creemos que puede llegar a ser el futuro próximo si el conjunto del planeta se queda estancado en el contexto BAU. Por tanto, la hipótesis implícita es que incluso en el contexto BAU parte del planeta⁹¹⁰ evolucionará hacia el contexto E3.0, y atenuará la inflación incremental que

cabría esperar en los recursos energéticos del contexto BAU, si el conjunto de la población del planeta evolucionara por la senda BAU.

4.2.1 Energías renovables

Los costes correspondientes a las energías renovables que hemos empleado en este estudio son los que se desarrollaron en el estudio R100% (GP, 2007). En esta referencia, si partimos de los costes correspondientes al inicio del periodo de análisis (que era el año 2003), se desarrollaron curvas de aprendizaje para las distintas tecnologías consideradas, que generaron una evolución de costes en el periodo considerado (2003-2050). Sin embargo, para este estudio el inicio del periodo de análisis ha pasado de 2003 al 2007, motivo por el cual los costes correspondientes al inicio son inferiores (debido a la evolución por las curvas de aprendizaje), y adicionalmente, los costes de (GP, 2007) se han adaptado para pasar de €-2003 a €-2007. Referimos al lector a la referencia (GP, 2007) si quiere profundizar sobre las hipótesis y resultados de los escenarios de costes de las energías renovables que vamos a emplear.

4.2.2 Costes de emisiones de CO₂

En este punto presentamos el escenario de costes de emisiones de CO₂ que hemos adoptado, el cual constituye uno de los elementos de internalización de externalidades requerido para poder establecer una comparación adecuada entre los costes de los distintos tipos de energía.

El primer punto a tener en cuenta es que actualmente los mercados de emisiones afectan tan solo a una pequeña parte de los sectores energéticos, y quedan excluidos de los mismos

908 No solo hay diferencias importantes entre los escenarios de distintas referencias, sino que los escenarios de una misma referencia se modifican de forma significativa en cortos intervalos de tiempo.

909 Lo cual, por otro lado, inevitablemente desemboca en la situación en que *bruscamente* nos damos cuenta de que la realidad evoluciona en otro sentido. Esta *brusquedad* es lo que habitualmente denominamos crisis, y suele constituir un proceso bastante traumático de adaptación a la realidad.

910 Lo que entendemos que no constituye una hipótesis adecuada, ni tan solo para el contexto BAU, es el que la demanda se mantendrá acotada por mantener privada a una gran parte del planeta del acceso a esos recursos energéticos. Esta desigualdad estructural en la que se ha apoyado la evolución del contexto BAU hasta la actualidad ha alcanzado su límite, y si no proporcionamos las vías para que desaparezca de forma gradual, el sistema social generará las discontinuidades necesarias para superar este límite.

todos los sectores difusos entre los que se encuentran el sector edificación y el sector transporte. El planteamiento que hemos adoptado a este respecto es que gradualmente todos los sectores se van incorporando al mercado de emisiones o mecanismos equivalentes (como puede ser una carga impositiva asociada a las emisiones), y por tanto el coste de estas emi-

siones se va gradualmente incorporando al coste correspondiente de cada tipo de energía final.

La evolución del precio del CO₂ en los mercados existentes ha sido bastante irregular, y ha alcanzado cotizaciones de la tonelada de CO₂ que han estado bastante por debajo de los

Figura 556. Evolución del precio mensual medio del CO₂ en el mercado de la UE (<http://www.bluenext.eu/>).

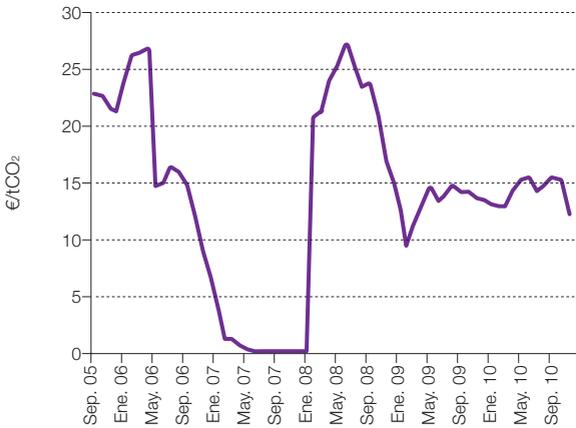
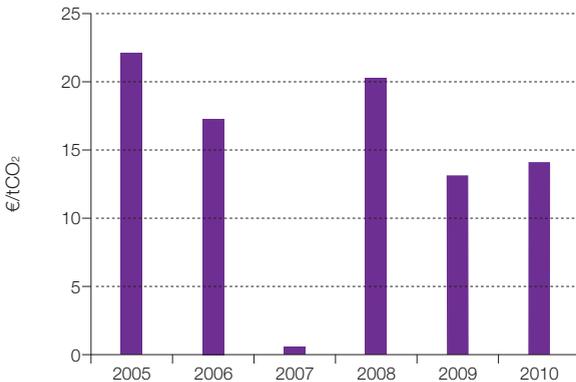


Figura 557. Evolución del precio anual medio del CO₂ en el mercado de la UE.



costes actuales de eliminación de CO₂ correspondientes a la mayoría de las tecnologías de generación requeridas para articular la transición hacia el contexto E3.0, e incluso han alcanzado valores prácticamente nulos en algunos periodos⁹¹¹. La figura 556 recoge la evolución de los precios mensuales medios a lo largo de los últimos años en el mercado de la UE, mientras que la figura 557 presenta los correspondientes precios anuales medios.

Estas fuertes irregularidades en el histórico de los precios del CO₂ constituyen un mal punto de partida para la elaboración de escenarios. Sin embargo hay tres elementos que parecen claros para ser tenidos en cuenta al elaborar un escenario de precio del CO₂:

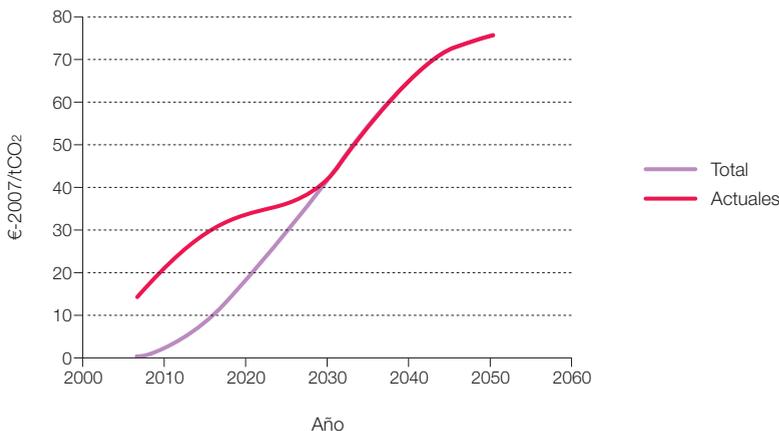
- Los costes tenderán a ir incrementándose al pasar el tiempo, a medida que se vaya constatando que las señales de precios proporcionados por los mismos son insuficientes, y que los requerimientos de reducción de emisiones vayan haciéndose más estrictos.

- A medida que vaya pasando el tiempo, todos los sectores responsables de emisiones deberán ir incorporándose al mercado de emisiones o incorporando otros mecanismos para que paguen por el CO₂ emitido.

- Cabe esperar un retraso importante en la respuesta de señales de precio en relación a los requerimientos reales de reducción de emisiones, dado que el contexto regulatorio en el que se desarrollan estos mercados es el de la asignación de derechos de emisiones, que fácilmente puede llevar a un desfase mínimo de 10 años respecto a los requerimientos del sistema climático. Por el mismo motivo, 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.

Con estas consideraciones en mente, hemos adoptado los dos escenarios del precio del CO₂ que aparecen en la figura 558. El escenario denominado “actuales” se refiere

Figura 558. 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.



⁹¹¹ A lo cual contribuye la intervención regulatoria asociada a la concesión de excesivos derechos de emisiones.

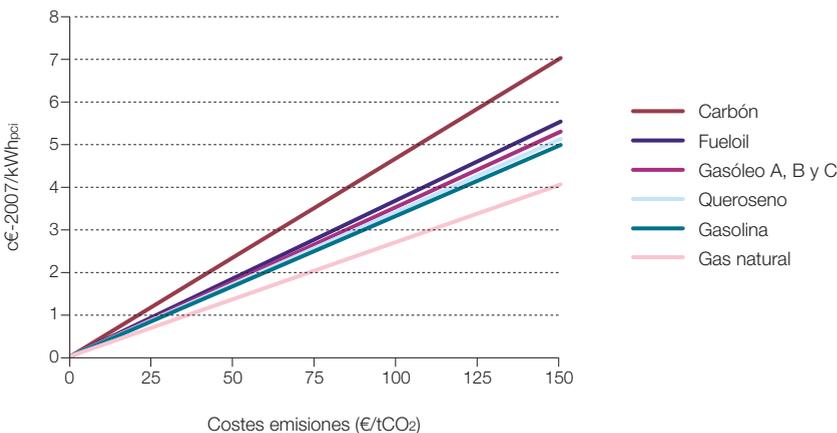
a la evolución del precio del CO₂ en los sectores que actualmente ya disponen de un mecanismo de asignación de coste a las emisiones de CO₂. Por otro lado, el escenario denominado “total” se corresponde al total de las emisiones de CO₂, y por tanto recoge el efecto de dilución de costes entre esa parte⁹¹² de las emisiones de sectores, con mecanismo de asignación de emisiones con el conjunto de las emisiones de CO₂ de todos los sectores. Ambos escenarios van convergiendo a medida que va creciendo el porcentaje de las emisiones totales que se ven afectadas por el precio del CO₂, hasta que a partir del año 2030 ambos escenarios coincidirían al encontrarse todas las emisiones incorporadas en algún mecanismo de asignación de costes a las emisiones de CO₂.

La repercusión del coste del CO₂ sobre el coste de las distintas formas de energía depende tanto de los coeficientes de emisiones de cada combustible, como de los procesos de transformación a los que se somete dicho

combustible para proporcionar la forma de energía final suministrada.

En las figuras 559 y 560 recogemos el efecto del precio del CO₂ en el sobrecoste de distintos combustibles (referido al contenido energético del combustible, y por tanto previo a cualquier forma de transformación en otras formas de energía final). La primera figura recoge el sobrecoste en un punto dado a lo largo del tiempo, mientras que la segunda figura recoge los sobrecostes normalizados⁹¹³ a lo largo de un periodo de 30 años, suponiendo constante⁹¹⁴ el precio del CO₂ en este periodo. Como podemos apreciar más adelante, el sobrecoste asociado a las emisiones de CO₂ fácilmente alcanza valores del orden de magnitud del precio actual de estos combustibles, lo cual constituye una clara indicación de cómo de incorrecta es la señal de precios asociada a estos combustibles, y de cómo de erróneas son las comparaciones de costes entre estos combustibles y las tecnologías renovables que ya tienen internalizados los costes asociados a las emisiones.

Figura 559. Sobrecostes en el precio de distintos combustibles como consecuencia de la internalización de costes de las emisiones de CO₂. Resultados sin normalizar.

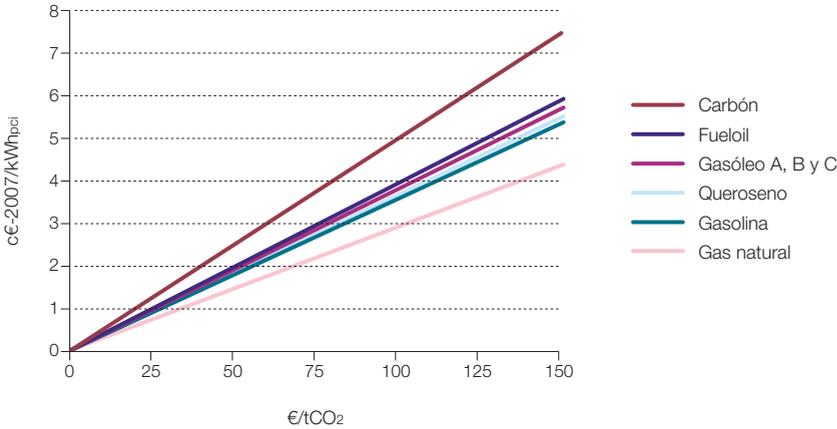


912 Pues en los sectores que actualmente participan en el mercado, no todas sus emisiones tiene un coste asociado: solo aquellas más allá de los derechos de emisiones asignados se ven actualmente repercutidas por el coste del CO₂ en el mercado.

913 Los sobrecostes normalizados son los que se puede comparar directamente con los LEC.

914 Realmente, según los escenarios de precio del CO₂ que anteriormente hemos presentado, el precio del CO₂ se ve sometido a una inflación incremental a lo largo del tiempo. Este aspecto no ha sido retenido en este punto para proporcionar información directa de la relación entre el precio del CO₂ y el correspondiente sobrecoste en el precio de la energía del combustible considerado. Posteriormente, al desarrollar los escenarios de costes de los distintos tipos de combustible ya incorporaremos el efecto de esta inflación incremental.

Figura 560. Sobrecostes en el precio de distintos combustibles como consecuencia de la internalización de costes de las emisiones de CO₂. Resultados normalizados.

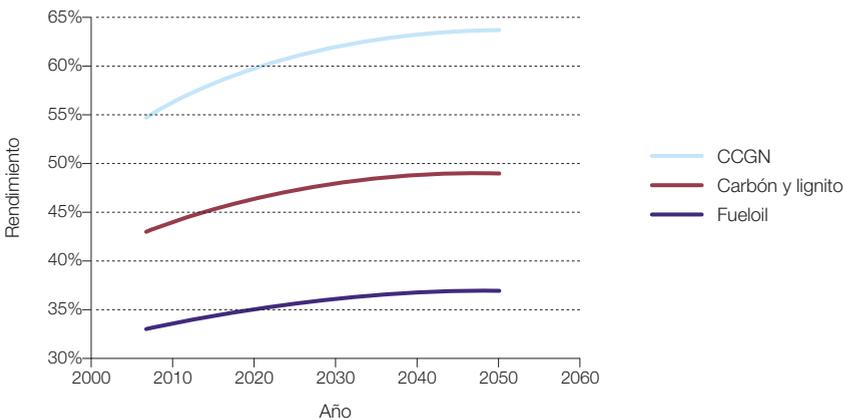


Por lo que se refiere a la electricidad, la repercusión de los costes de emisiones sobre el precio final de la electricidad depende de cómo evolucione el rendimiento de las centrales termoeléctricas del mix BAU. Siguiendo la referencia ([R]E-2010, GPI) hemos adoptado los escenarios de mejora⁹¹⁵ del rendimiento de la generación termoeléctrica convencional que aparecen reflejados en la figura 561.

4.2.3 Combustibles fósiles

Los combustibles fósiles constituyen un recurso preciado y escaso, que ha estado en la base de los modelos energéticos de contexto BAU que han impulsado el desarrollo económico de una parte relativamente pequeña de la humanidad. La exclusividad en el uso de estos recursos a unos pocos ha llegado a su

Figura 561. Evolución de los rendimientos de las centrales térmicas en el mix BAU.



⁹¹⁵ Cabe resaltar que algunos de estos escenarios de mejora de las tecnologías convencionales pueden resultar excesivamente optimistas, lo cual nos sitúa en una posición conservadora desde el punto de vista de los análisis desarrollados.

fin, por lo que la situación de demanda rápidamente creciente ejercida sobre un recurso escaso, que sería el contexto BAU, inevitablemente conduce hacia costes rápidamente crecientes de estos recursos.

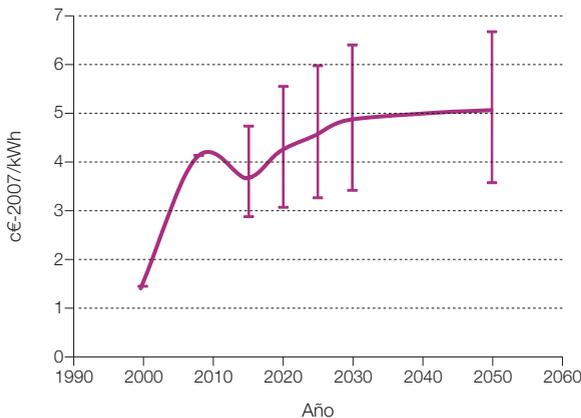
Si lo que el futuro nos depara son unas tasas de inflación acotadas y pequeñas sobre estos recursos, será porque la demanda sobre los mismos se ha limitado gracias a que parte de la población mundial se ha apartado de la senda del contexto BAU para evolucionar hacia el contexto E3.0, y ha reducido la presión sobre esos recursos escasos. ¡Ojalá que este sea el caso!, y por tanto la evolución futura de los costes de los recursos fósiles sea más parecida a los escenarios conservadores que encontramos en la actualidad que a los escenarios que nosotros vamos a desarrollar para este informe. Pero de cualquier forma, si ese es el caso, esa evolución futura no se corresponderá a un contexto BAU sino a un escenario de transición desde el contexto BAU al E3.0, y por tanto a nosotros no nos sirve para representar el contexto BAU en el marco de

este informe⁹¹⁶. Aún con todo, tal y como mostraremos más adelante, nosotros también hemos sido bastante conservadores al desarrollar las tasas de inflación de los combustibles fósiles, al establecer escenarios de saturación hacia el final del periodo analizado, por lo que implícitamente⁹¹⁷ ya estamos considerando que en el contexto BAU Español hay una parte del planeta que abandona la senda BAU para pasarse a la E3.0.

Como ejemplo de los escenarios oficiales disponibles relativos a la evolución de los precios de los combustibles fósiles, recogemos los escenarios de la Agencia Internacional de la Energía recogidos en sus publicaciones (WEO-2009 y ETP-2010)⁹¹⁸, donde se nos plantean tres escenarios, el de referencia, el alto, y el bajo. La figura 562 recoge el escenario correspondiente al precio del petróleo.

La figura 563 nos recoge los escenarios altos para los precios del petróleo, gas natural y carbón según las referencias (WEO-2009 y ETP-2010), mientras que la figura 564 recoge las tasas anuales equivalentes (TAE)

Figura 562. Escenarios de referencia, bajo y alto, para el precio del petróleo, según (AIE, WEO, 2009) y (AIE, ETP, 2010).



916 En este informe también desarrollaremos escenarios de transición desde el contexto BAU al E3.0, pero el punto de partida para estos escenarios de transición es tener correctamente caracterizados los contextos BAU y E3.0 y, por tanto, no es posible edificar un escenario BAU sobre un escenario de costes de los recursos energéticos que se corresponde ya en sí a un escenario de transición.

917 Este es un elemento que no hay que perder de vista al analizar los resultados de este informe: las ventajas de la transición desde el contexto BAU al E3.0 podrían ser incluso superiores a las que hemos obtenido, si una parte mayor del planeta permanece anclada en el contexto BAU.

918 WEO = World Energy Outlook; ETP = Energy Technologies Perspective.

correspondientes a la inflación incremental⁹¹⁹ implícita en estos escenarios.

Estos escenarios de la AIE resultan realmente sorprendentes, en especial por lo que respecta a la contención de costes de estos recursos que pronostican. En efecto, como

podemos ver, a pesar de la existencia de unas tasas tremendamente elevadas de inflación incremental en el histórico reciente (del orden de un 14%/a para el periodo 2000-2008), los escenarios de la AIE pronostican unas tasas de inflación incremental decrecientes con el tiempo y con un salto

Figura 563. Escenarios altos, para el precio del petróleo, gas natural y carbón, según (AIE, WEO, 2009) y (AIE, ETP, 2010).

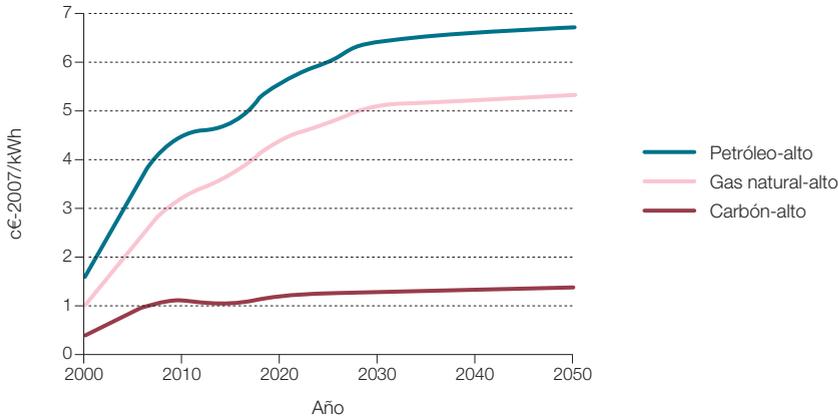
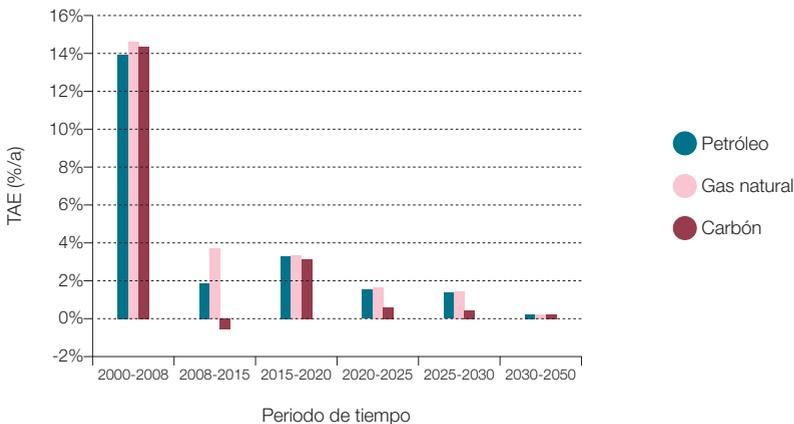


Figura 564. Tasas anuales equivalentes (TAE) de inflación incremental asociadas a los escenarios de precios de los combustibles en las referencias (AIE, WEO, 2009) y (AIE, ETP, 2010).



⁹¹⁹ Nótese que esta tasa de inflación es incremental a la inflación general, por provenir de los costes expresados en términos de dinero constante (es decir, incluyendo ya los efectos de la inflación general).

muy brusco al pasar al siguiente periodo de tiempo (2008-2015). Estas tendencias realmente parecen totalmente injustificables según los argumentos básicos de una demanda galopante sobre unos recursos finitos y escasos, y del requerimiento de internalización de costes para estos recursos. Es como si estos escenarios apuntaran a intentar infundir una falsa esperanza de estabilidad de los precios de los combustibles fósiles, esperanza que se trunca sistemáticamente cuando los valores futuros pasan a ser históricos en ediciones de años posteriores de estos informes.

Por lo que se refiere a la evolución histórica reciente del precio de estas formas de energía, recogemos a continuación algunos resultados del análisis de los datos disponibles en Eurostat.

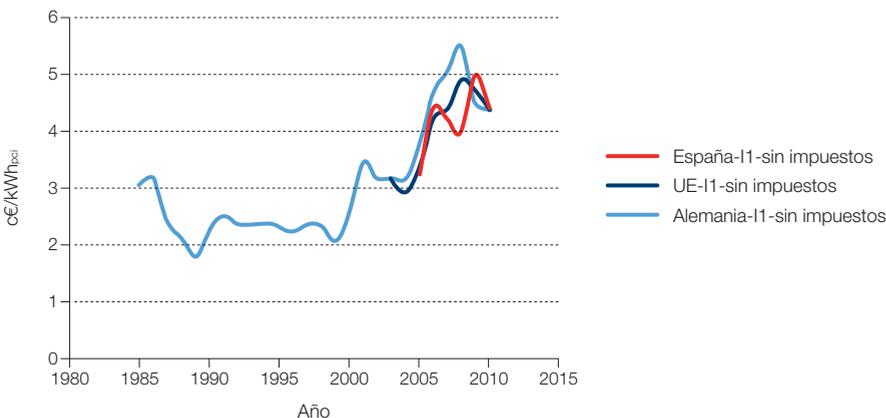
Las figuras 565 y 566 recogen la evolución histórica del precio del gas natural, sin impuestos, para un consumidor industrial y otro doméstico en España, Alemania (como

ejemplo de serie histórica más larga), y el conjunto de la UE.

Por lo que respecta a la serie más larga, la correspondiente a Alemania, observamos un periodo inicial en el que los precios del gas natural se mantuvieron aproximadamente constantes en términos de dinero corriente, asociado a un periodo de demanda relativamente baja de este recurso. Desde el año 2000 en que la demanda de este recurso energético ha empezado a crecer de forma más acentuada, se observa, a pesar de las oscilaciones interanuales, una tendencia media claramente creciente en el precio de este recurso, que de cara al futuro, en un contexto BAU de demanda fuertemente creciente de este recurso limitado, cabría esperar que todavía se acentuase más.

Si nos fijamos en las tasas anuales equivalentes de inflación incremental asociadas a estas series históricas en términos de precios constantes, la figura 567 nos muestra cómo ésta

Figura 565. Evolución histórica del precio del gas natural sin impuestos para un consumidor industrial I1 (pequeño consumidor por debajo de 278 MWh/a). Procesado a partir de datos Eurostat.



se va incrementando al reducir el periodo de tiempo considerado, llegando a alcanzar valores muy elevados en los últimos años.

Otro elemento relevante de los precios es la reducción del precio al incrementarse el

consumo. La figura 568 recoge el ejemplo del gas natural para consumidores industriales en España. En el caso de estructuras tarifarias con un gran peso de la potencia instalada, como es el caso de la electricidad, estas diferencias se hacen mucho más acusadas.

Figura 566. Evolución histórica del precio del gas natural sin impuestos para un consumidor doméstico D3 (consumo por encima de 56 MWh/a). Procesado a partir de datos Eurostat.

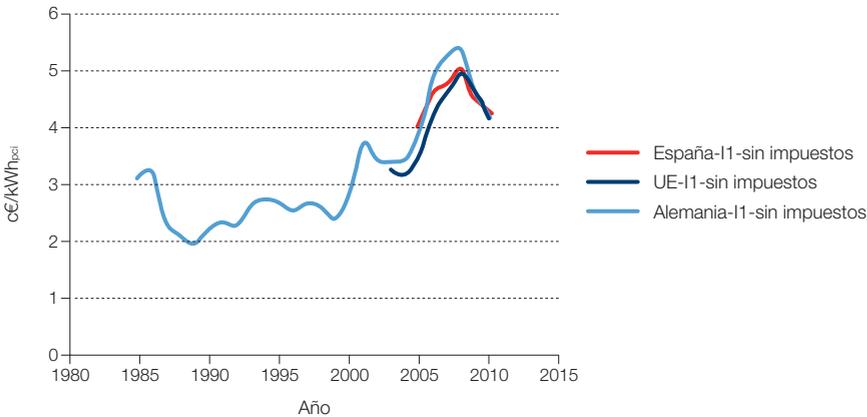


Figura 567. Tasas anuales equivalentes de inflación incremental en distintos periodos de tiempo para el precio del gas natural doméstico D3 (consumo superior a 56 MWh/a). Procesado a partir de datos Eurostat.

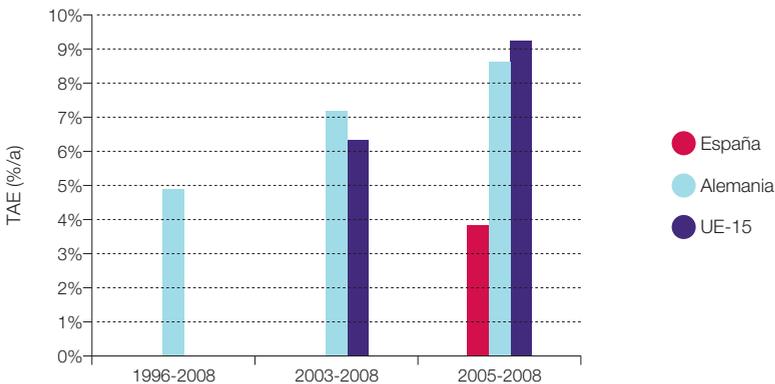


Figura 568. Comparación de los precios del gas natural sin impuestos para un pequeño consumidor industrial (I1: hasta 0,28 GWh/a) y un gran consumidor industrial (I5: a partir de 1111 GWh/a).

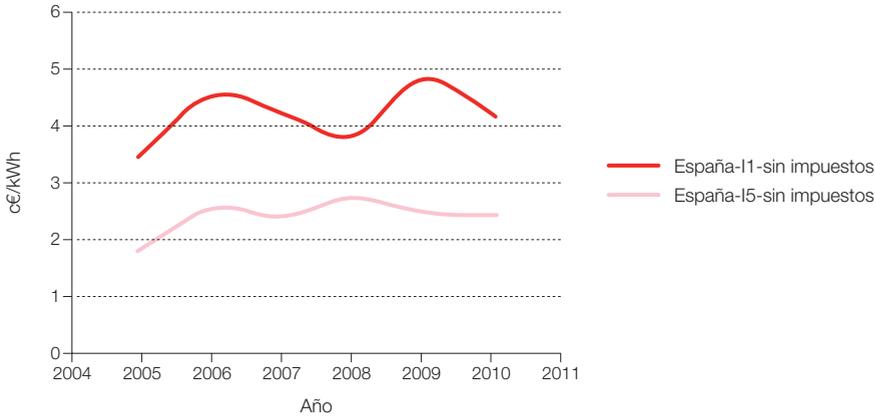
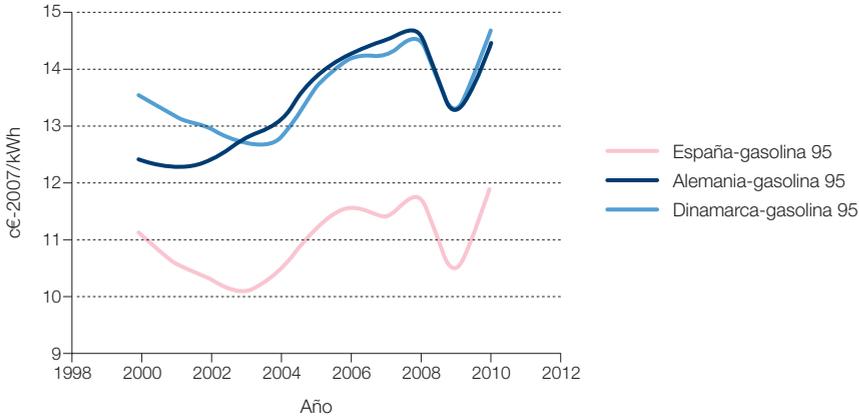


Figura 569. Evolución histórica reciente de los precios de la gasolina, en términos constantes e incluyendo impuestos. Procesado a partir de datos Eurostat.



Por lo que respecta a los combustibles de automoción, las figuras 569 y 570 nos muestran la evolución histórica reciente del precio de la gasolina y del gasóleo de automoción, en términos de dinero constante e incluyendo los impuestos, en España y en otros países de nuestro entorno. Podemos observar que en general los precios de estos combustibles en

España han sido inferiores a los de países como Alemania y Dinamarca, lo cual indica que cabe esperar un mayor incremento de costes en España de cara al futuro⁹²⁰. Por lo general, se puede apreciar una tendencia media creciente, es decir, una inflación incremental significativa en el precio de estos recursos energéticos, que de cara al futuro, en

920 De hecho, estas series históricas no recogen los precios registrados a principios de 2011, que en España ya se pusieron en el orden de los valores presentados para Alemania y Dinamarca como consecuencia del incremento del precio del petróleo asociado a las inestabilidades sociopolíticas en el norte de África y Oriente Próximo.

un contexto BAU con una demanda creciente sobre estos recursos escasos y que hasta ahora se han administrado principalmente para el bien de unos pocos sin repercutir completamente sus beneficios sobre el conjunto de la población de los países de origen, solo cabe esperar que se incremente significativamente esta inflación incremental.

Pero de hecho, las figuras anteriores, al presentar los precios con impuestos, la inflación incremental real del recurso se ve atenuada. En la figura 571 podemos observar la evolución de los precios del fueloil industrial sin impuestos, confirmándose una mayor tendencia inflacionista que en los precios de gasolina y diésel que incluían impuestos.

Figura 570. Evolución histórica reciente de los precios del gasóleo de automoción, en términos constantes e incluyendo impuestos. Procesado a partir de datos Eurostat.

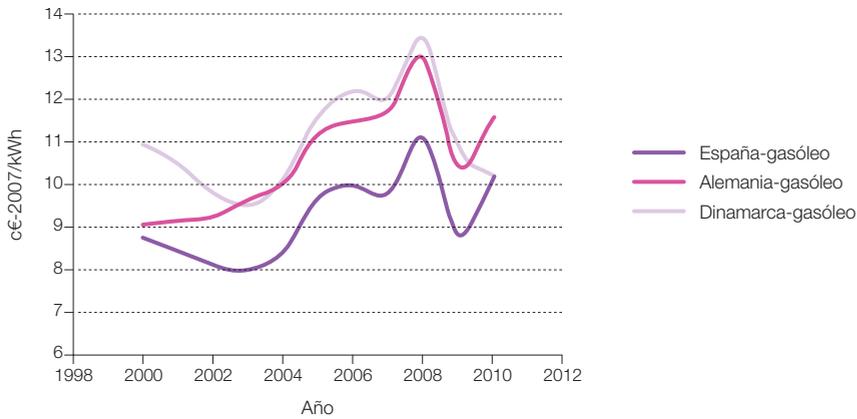
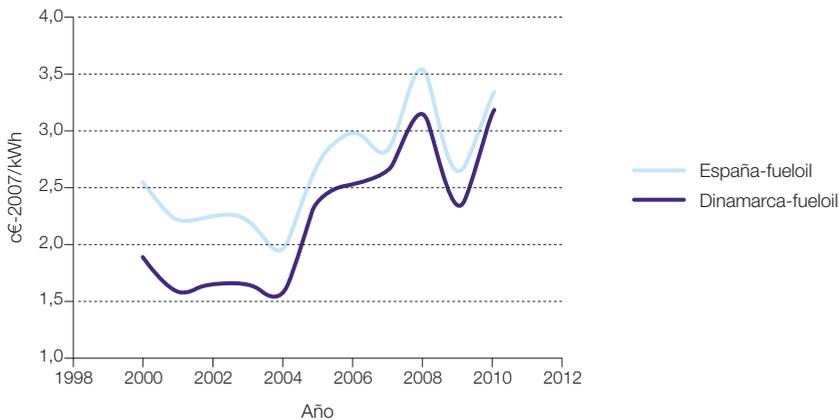


Figura 571. Evolución histórica reciente de los precios del fueloil industrial, en términos constantes y sin incluir impuestos. Procesado a partir de datos Eurostat.



Cuantificando las tasas anuales equivalentes de inflación incremental durante el periodo 2003-2008, en la figura 572 podemos observar que estas tasas han sido importantes. Para los casos con impuestos, esta inflación incremental aparece más contenida (aunque para el diésel alcanza valores nada despreciables

del 6%/a), pero sin impuestos, esta inflación incremental se sitúa en el orden del 10%/a o superior.

Por lo que se refiere a los precios de importación del petróleo en España, la figura 573 nos recoge su evolución durante los últimos 20

Figura 572. Tasas anuales equivalentes de inflación incremental de los precios de la gasolina y diésel (con impuestos) y del fueloil industrial (sin impuestos), para el periodo 2003-2008, en España, Alemania y Dinamarca.

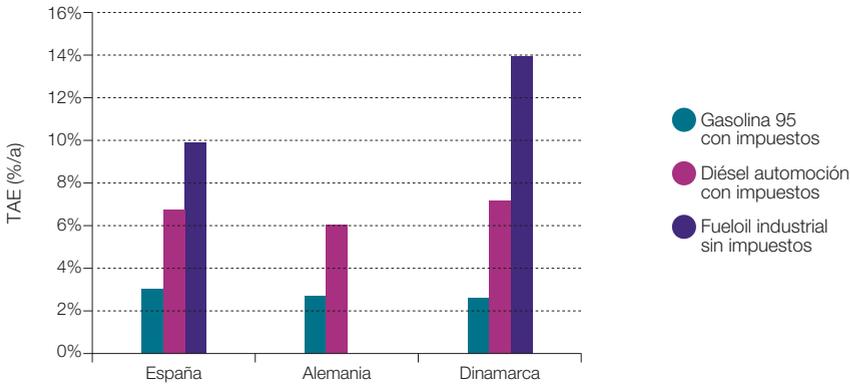
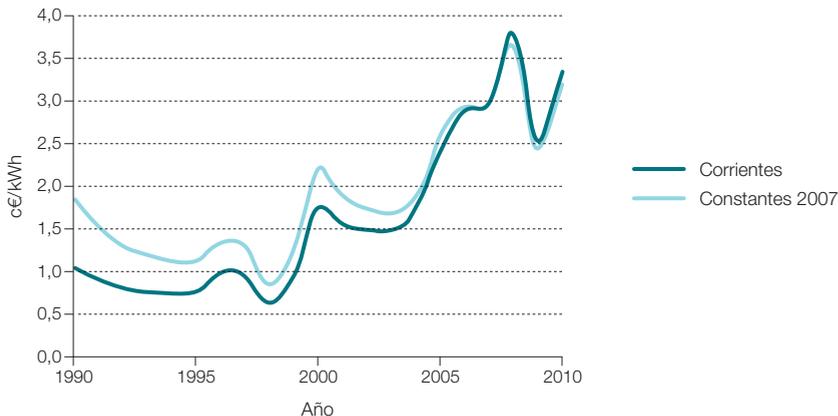


Figura 573. Evolución de los precios de importación en España a lo largo de los últimos 20 años, en términos de dinero corriente y constante. Información procesada a partir de datos AIE (<http://www.aie.org/stats/index.asp>).



años, tanto en precios corrientes como constantes, donde se puede apreciar una importante inflación incremental.

De hecho, si procesamos las tasas anuales equivalentes de inflación incremental del

precio del petróleo importado en España durante distintos periodos recientes, observamos, tal y como nos muestra la figura 574, que dichas tasas son muy elevadas y crecientes a lo largo del tiempo, y llegan a alcanzar valores del orden del 17%/a en el periodo

Figura 574. Tasa anual equivalente de inflación incremental en el precio del petróleo importado en España a lo largo de distintos periodos de tiempo.

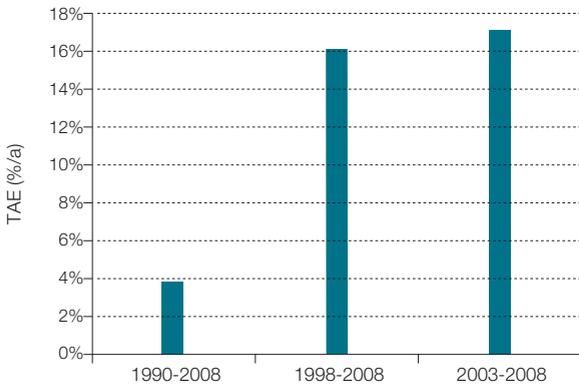
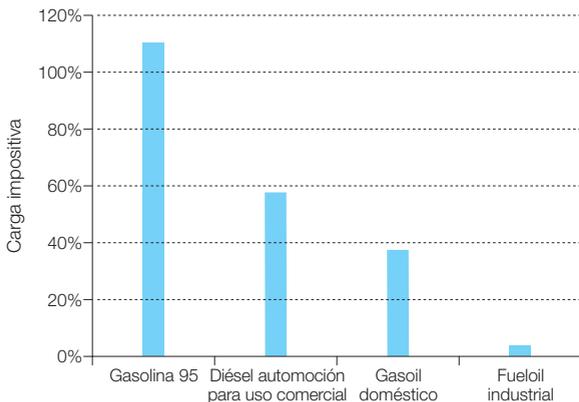


Figura 575. Peso relativo de la carga impositiva respecto al precio del recurso sin impuestos para España en 11/2010 (procesado a partir datos AIE (<http://www.aie.org>)).



2003-2008. En este contexto, y teniendo en cuenta que la demanda planetaria de petróleo dentro de un contexto BAU seguirá creciendo prácticamente de forma exponencial en los años próximos, junto al carácter finito y escaso de este recurso, no deberíamos esperar otro escenario que no fuera el de precios rápidamente crecientes para este recurso.

Para apreciar la importancia de la carga impositiva, y la indexación a los precios del petróleo, en las figuras 575 y 576 recogemos esta información para los precios en España a 11/2010 para la gasolina, el diésel, el gasóleo doméstico y el fueloil industrial. Como podemos apreciar el peso de la carga impositiva es muy dispar entre los

Figura 576. Indexación al precio del petróleo para España en 11/2010 (procesado a partir datos AIE (<http://www.aie.org>)).

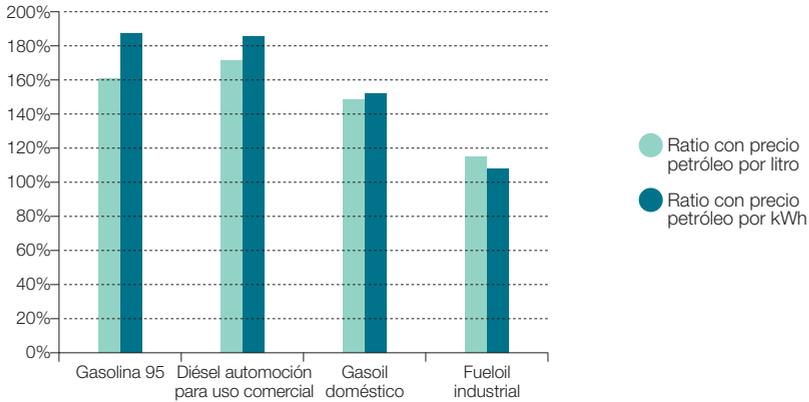
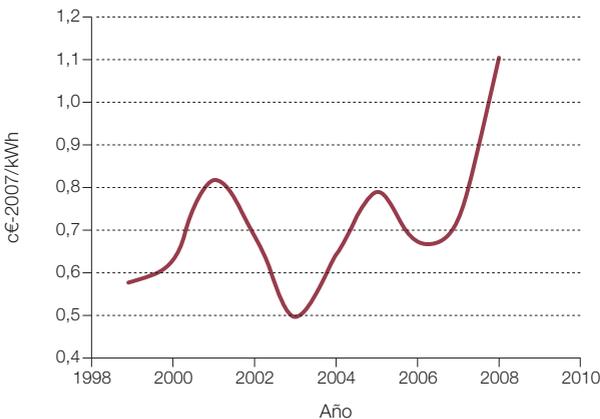


Figura 577. Evolución del precio del carbón importado en la UE a lo largo de los últimos años, en términos de dinero constante (procesado a partir de datos "AIE Key Statistics").



distintos componentes, y es especialmente elevado en las gasolinas.

Por lo que respecta al carbón, en la figura 577 vemos recogidos los precios correspondientes al carbón importado en la UE a lo largo de los últimos años, y se puede

apreciar una tendencia media claramente creciente, que en términos de tasa anual equivalente de inflación incremental conduce a un 7,4%/a en el periodo 1999-2008.

En la figura 578 podemos comparar la evolución histórica reciente de los precios de venta

Figura 578. Evolución durante los últimos años de los precios de venta en España de distintos combustibles fósiles, en términos de dinero constante (procesado a partir de datos "AIE Key Statistics").

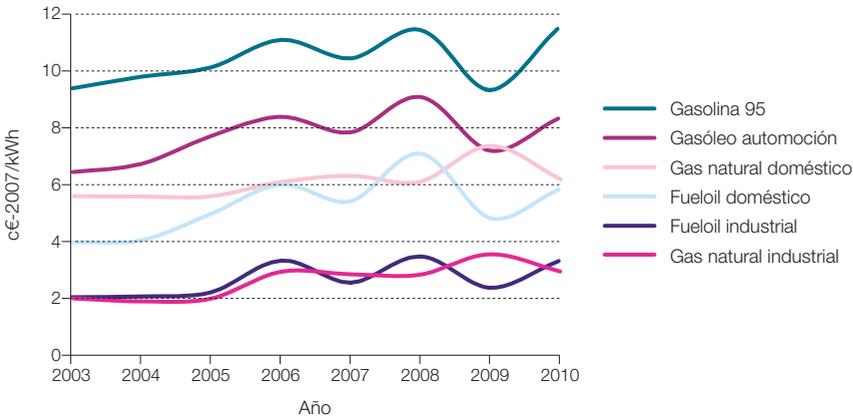
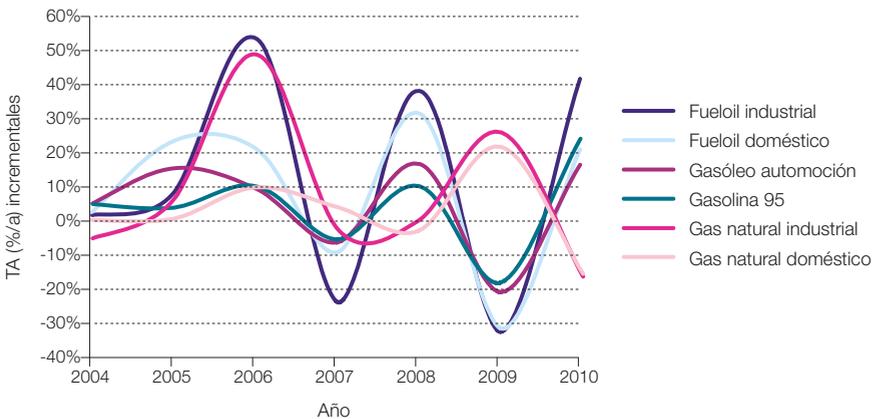


Figura 579. Evolución durante los últimos años de las tasas de inflación incremental asociadas a la venta en España de distintos combustibles fósiles (procesado a partir de datos "AIE Key Statistics").



de distintos combustibles fósiles en España, mientras que la figura 579 nos presenta las correspondientes tasas de inflación incremental anual, y la figura 580 las tasas anuales equivalentes de inflación incremental durante el periodo 2003-2010. En estas figuras podemos apreciar una tendencia media creciente en los precios de venta⁹²¹ de estos combustibles, con unas tasas de inflación incremental anual muy inestables, pero que en valor promedio conducen a unas tasas anuales equivalentes de inflación incremental en el periodo 2003-2010 que son muy importantes, a pesar de la reducción de precios asociada al año 2009 y ocasionada como respuesta a la reducción de consumo por la crisis económica.

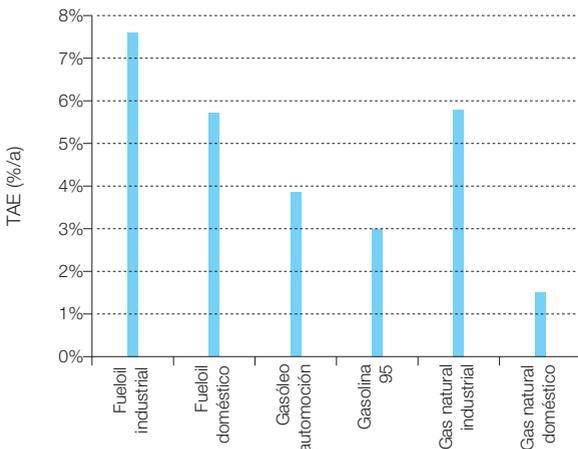
De cara al desarrollo de escenarios del coste de los combustibles fósiles, partimos de los valores existentes en el año 2007⁹²², y que en términos de precio final, sin impuestos, y en dinero constante del año 2007, podemos

comparar en la figura 581. En esta figura apreciamos la ventaja de emplear las mismas unidades de coste para todas las fuentes de energía, lo que favorece una comparación clara y directa entre ellas.

El siguiente paso para desarrollar los escenarios de costes es adoptar unas tasas de inflación incremental de los costes de estos recursos.

Como hemos visto anteriormente la evolución de los costes de los combustibles fósiles se ve sometida a una tasa incremental de inflación creciente a medida que pasa el tiempo, consecuencia directa de la economía de los combustibles fósiles (recursos finitos y escasos sometidos a una demanda creciente). La aplicación de una tasa de inflación incremental constante conduciría a un crecimiento exponencial del precio, y si la tasa de inflación incremental crece con el tiempo, el crecimiento que cabría esperar es

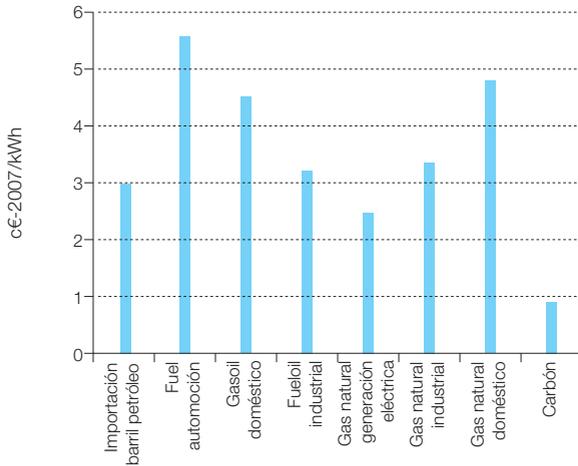
Figura 580. Valor de las tasas anuales equivalentes de inflación incremental durante el periodo 2003-2010 asociadas a la venta en España de distintos combustibles fósiles (procesado a partir de datos "AIE Key Statistics").



⁹²¹ Ya hemos comentado anteriormente que los precios de venta camuflan el incremento del recurso por la dilución y distorsión que le proporciona la carga impositiva.

⁹²² El año de inicio del desarrollo de escenarios en este informe.

Figura 581. Valores de partida del precio de los combustibles fósiles, en términos de precio final sin impuestos, y en dinero constante de 2007.



todavía superior. La figura 582 recoge la evolución histórica del precio de importación de petróleo en España anteriormente presentada, a la que se han superpuesto dos ajustes exponenciales: uno para el periodo⁹²³ 1990-2008 y otro para el periodo 1998-2008. El incremento de pendiente del ajuste exponencial para el periodo 1998-2008 es un reflejo directo de esa tasa de inflación incremental creciente con el tiempo.

Empecemos por explorar el efecto de extrapolar las tasas de inflación incremental existente en los periodos 1990-2008 y 1998-2008 hacia el futuro, suponiendo que las tasas de inflación incremental se quedarán congeladas en los valores medios correspondientes a estos dos periodos de tiempo (en lugar de seguir creciendo en el futuro), y prolongando los ajustes exponenciales de la figura anterior hacia el futuro. En estas condiciones, el precio⁹²⁴ del barril de petróleo en el año 2050 sería de 499 \$-2007/barril si empleamos el ajuste exponencial del periodo 1990-2008, y asciende hasta 10.091

\$-2007/barril si empleamos el ajuste exponencial del periodo 1998-2008. La figura 583 recoge la evolución hasta el año 2030.

Es evidente que en estas condiciones, que son las que cabría esperar al extrapolar el contexto BAU al conjunto del planeta y llevarlo hacia el futuro, la economía mundial colapsaría totalmente. Por tanto cabe esperar que la tendencia BAU evolucione en una de las dos direcciones siguientes, ambas para acotar las tasas de inflación incremental de los recursos fósiles:

- La mayoría de las economías del planeta no reaccionan ante esta situación de forma significativa, 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.
- Mirado desde la perspectiva positiva, cabría pensar que una parte del planeta optará por iniciar la transición hacia un contexto E3.0,

⁹²³ El año 2009 se excluye del análisis por estar sometido a las perturbaciones ocasionadas por el periodo de crisis que camufla las tendencias BAU.

⁹²⁴ De forma puntual, aquí retomamos las unidades convencionales de precios del barril de petróleo (\$/barril) para que se pueda poner en contexto.

y aligerará la presión sobre los recursos fósiles, de tal forma que se contengan las tasas de inflación incremental a las que se ven sometidos estos recursos en unos valores más tolerables para las economías que siguen siendo dependientes de estos recursos. Sin embargo, en esta situación, no se nos debe escapar que las condiciones en

que se quedan las economías que optaron por la transición al contexto E3.0 son muchísimo más favorables que las condiciones en que se quedan las economías que permanecieron en el contexto BAU y están, por tanto, lastradas por el precio creciente de esos recursos fósiles de los que dependen.

Figura 582. Ajuste de tendencias exponenciales a los datos históricos de precios de importación de petróleo en España (procesado a partir de datos AIE: <http://www.aie.org/stats/index.asp>).

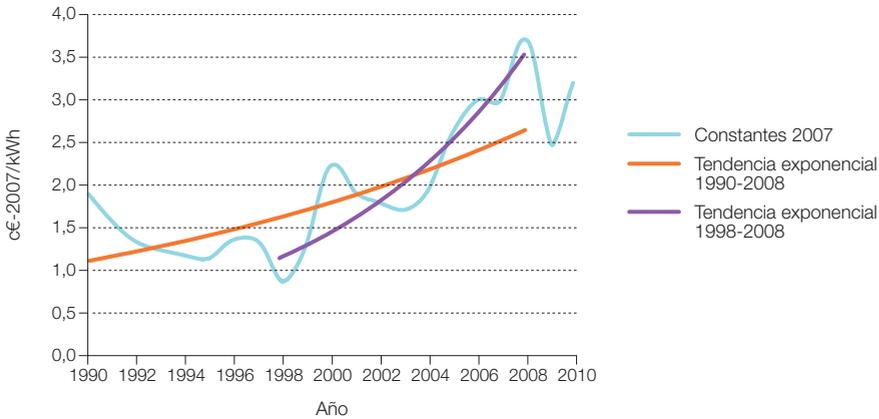
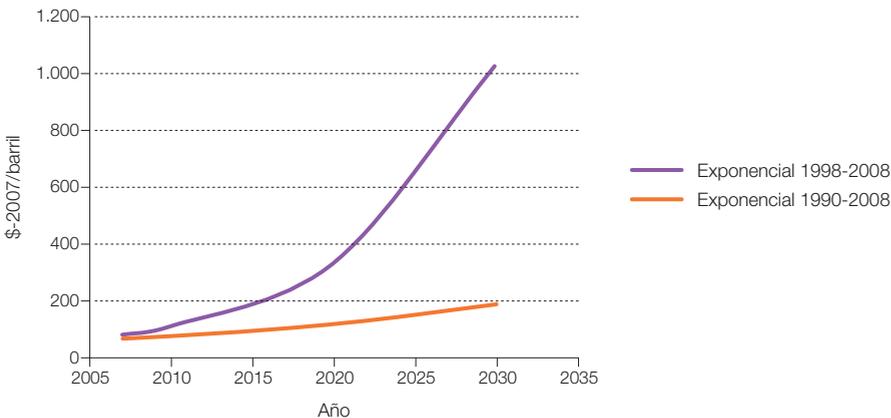


Figura 583. Aplicación de las tendencias exponenciales históricas del precio del barril de petróleo para proyectar al futuro.



Por tanto podemos apreciar cuánta incertidumbre hay de cara a desarrollar escenarios del precio de los combustibles fósiles. En esencia, detrás de cada escenario debe haber respuesta a preguntas de este estilo:

- ¿Hasta qué nivel se suponen perpetuados los niveles de desigualdad entre las distintas economías del planeta⁹²⁵?
- ¿Cuál es el porcentaje de transición entre las distintas economías mundiales hacia un contexto E3.0?
- ¿Cuántas economías se supone que van a colapsar y con qué intensidad los correspondientes periodos de crisis?

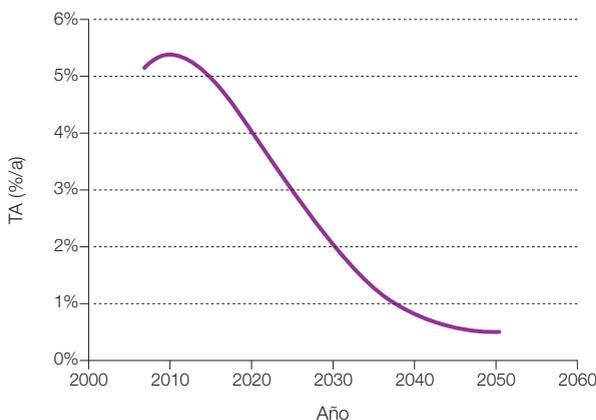
Y los valores finales del coste del petróleo para los distintos escenarios, de acuerdo a la respuesta a las preguntas anteriores, se encontrarán en cualquier lugar en el rango entre los 200-20.000 \$-2007/barril.

Nosotros optamos por un enfoque positivo, y vamos a asumir, por tanto, que en un contexto

de igualdad entre las distintas economías del mundo⁹²⁶, una gran parte de ellas optan por una transición hacia el contexto E3.0, para conducir las por tanto a una evolución del precio de los combustibles fósiles que tiende a estabilizarse hacia el final del escenario. Y a partir de este punto, el análisis se centra en analizar cuáles serán las consecuencias para España si opta por ser una de las economías que se quedan ancladas en el contexto BAU. En este sentido, es preciso no perder de vista que los resultados que presentemos para el contexto BAU se corresponden con la mejor de las posibles alternativas⁹²⁷, cuya materialización depende de que la mayoría de las economías del planeta opten por evolucionar hacia el contexto E3.0.

La figura 584 recoge el escenario adoptado para la evolución de las tasas anuales de inflación incremental en el precio del petróleo, mientras que la figura 585 recoge el escenario correspondiente de evolución de los precios del petróleo en sus unidades convencionales⁹²⁸, mientras que en la figura 586 recogemos este escenario en términos de las

Figura 584. Escenario adoptado para las tasas anuales de inflación incremental en los precios del petróleo.



925 Y profundizando más, ¿en función de qué procedimientos y argumentos se supone que se mantienen estos niveles de desigualdad? Claramente, y mirando los acontecimientos que se están desarrollando ya en el año 2011, solo habría un modo de mantener estas desigualdades, y es un uso despiadado de la fuerza. ¿Quién le pone esa etiqueta al escenario correspondiente del coste del petróleo, y en qué medida se evalúa el coste de esas "externalidades"?

926 Es decir, que no se priva del acceso a los recursos necesarios para seguir un proceso de desarrollo adecuado al grueso de la población del planeta.

927 Observando las evidencias históricas y actuales, cabría pensar que las posibilidades de que se dé este escenario son bastante bajas. Pero el despliegue de inteligencia en el sistema social es perfectamente capaz de producir cambios en escalón que nos sitúen en la trayectoria de este escenario. Lo que tampoco hay que olvidar es que las alternativas menos favorables nos dirigirían de cabeza a episodios de crisis muy profundos.

928 Esta es la última concesión que hacemos a las unidades de costes convencionales del petróleo.

unidades comunes empleadas para todos los tipos de energía (c€-2007/kWh).

Por lo que respecta al carbón y el gas natural, en la figura 587 recogemos los escenarios de indexación con los costes del petróleo para estos dos combustibles.

Para el carbón hemos adoptado un escenario de indexación creciente ocasionado por la mayor disponibilidad de recurso de carbón y la saturación supuesta de los precios del petróleo. Sin embargo, hacia el final del periodo considerado también planteamos una saturación de los precios del carbón apoyada por

Figura 585. Escenario adoptado para la evolución de los precios del petróleo, en términos de unidades convencionales.

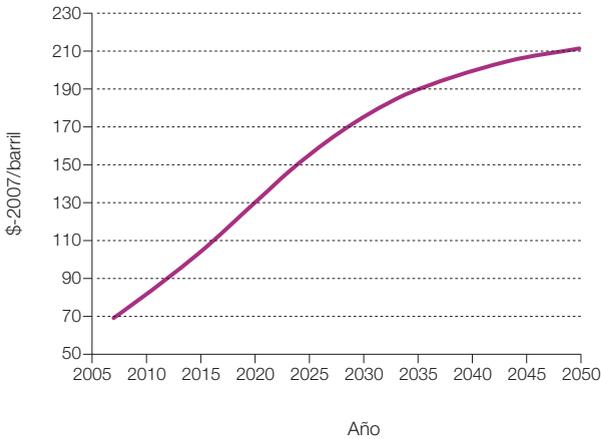


Figura 586. Escenario adoptado para la evolución de los precios del petróleo.

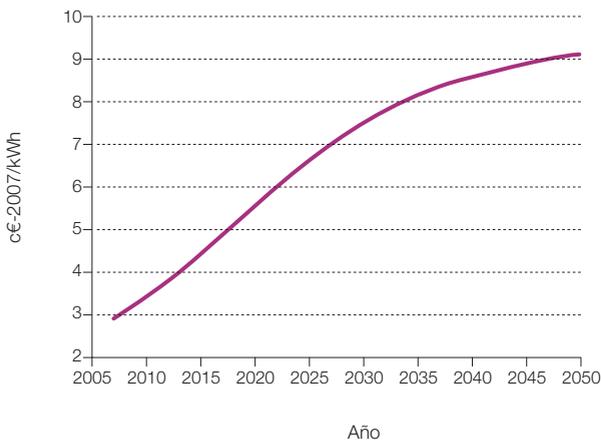
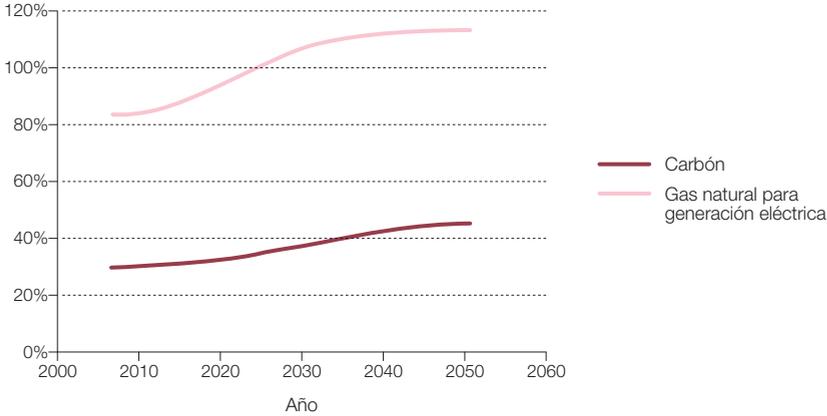


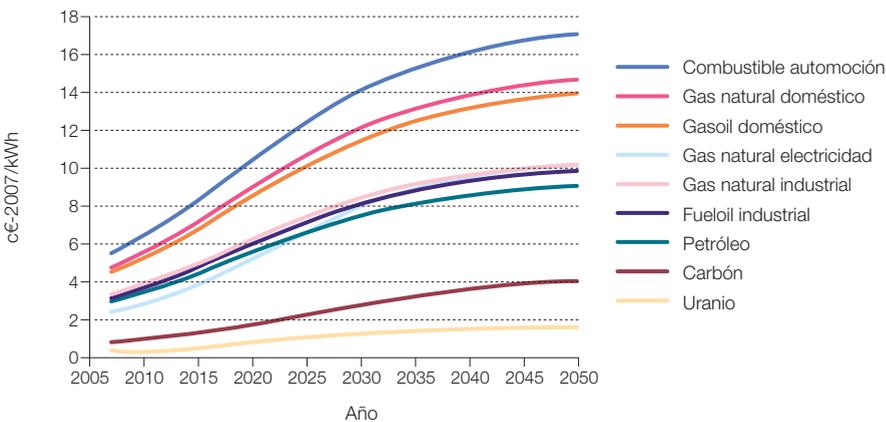
Figura 587. Escenarios adoptados de indexación de los costes del gas natural y del carbón a los del petróleo.



los mismos argumentos que en el caso del petróleo, pues a pesar de la mayor disponibilidad de recursos, sigue tratándose de un recurso limitado con una demanda global en el contexto BAU fuertemente creciente, a lo que hay que añadir que las consideraciones asociadas al calentamiento global es de prever que introduzcan límites al crecimiento de la demanda de este recurso.

Por lo que respecta al gas natural, al tratarse de un recurso de mayor calidad ambiental que el petróleo pero igualmente escaso, planteamos un escenario de indexación respecto al petróleo que inicialmente haga crecer su precio por encima del petróleo y finalmente tienda a una saturación por las mismas condiciones que en el petróleo.

Figura 588. Comparativa de los escenarios adoptados para la evolución del coste de distintos productos energético de origen fósil y nuclear.



Las indexaciones al precio del petróleo adoptadas para otros productos energéticos proceden del análisis de los valores históricos y actuales, y son de 188% para los combustibles de automoción, 153% para el gasóleo doméstico, 108% para el fueloil industrial, 113% para el gas natural industrial y 162% para el gas natural doméstico.

Para terminar, en la figura 588 reproducimos los escenarios de costes de los distintos productos energéticos fósiles adoptados para este estudio, donde por conveniencia hemos añadido el escenario para el coste del uranio desarrollado en el apartado siguiente.

4.2.4 Energía nuclear: combustibles y O&M

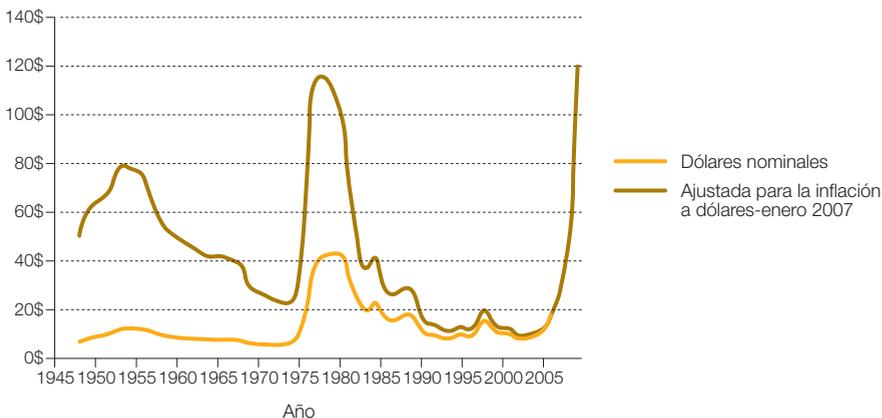
Por lo que respecta a la evolución de los costes de la materia prima⁹²⁹ para elaborar el combustible nuclear, su evolución histórica muestra una gran volatilidad, así como

una tendencia reciente al gran incremento de costes como consecuencia de la demanda creciente y del agotamiento de las reservas que suplementaban a la minería: el máximo mensual se alcanzó en junio de 2007 con un valor de 136 \$-2007/lb-U₃O₈.

Analizando la evolución del precio del uranio en la historia reciente, y adaptando a las unidades de costes energéticos adecuadas para comparar con los otros combustibles⁹³⁰, obtenemos los resultados presentados en la figura 590. Como podemos apreciar, por unidad de energía térmica liberada, el coste del uranio es significativamente inferior al de los combustibles fósiles⁹³¹, pero está sometido a una considerable volatilidad incluso con los relativamente bajos niveles de utilización de la energía nuclear a nivel mundial.

La volatilidad del precio del uranio es todavía superior si analizamos los valores mensuales. La figura 591 recoge los valores del precio del

Figura 589. Evolución histórica del precio del óxido de uranio empleado como materia prima para confeccionar el combustible nuclear. Fuente: 1948-1967 de la publicación GJO-100(82) del Departamento de Energía de Estados Unidos; 1968-2007 de TradeTech (Denver, Colorado).



⁹²⁹ A lo que habrá que añadir los costes propios del procesado para obtener los costes finales del combustible.

⁹³⁰ Considerando un "burnup", el análogo para el combustible nuclear al poder calorífico en los combustibles fósiles, de 50 GWd/tHM, que está asociado a un grado de enriquecimiento del uranio de 4,5%, y es por tanto equivalente a unos 117 GWh/kgU.

⁹³¹ Aunque a este coste del uranio se le deben añadir los costes de procesado para obtener el combustible nuclear, pero el total del coste de 1 combustible nuclear sigue siendo significativamente inferior al coste de los combustibles fósiles.

uranio por unidad de energía térmica liberada para los años 2007 y 2010.

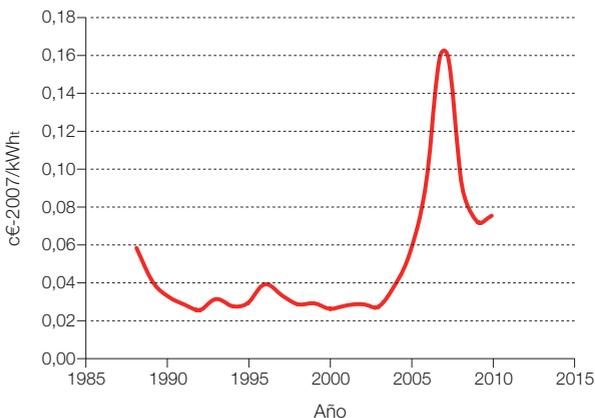
Estos gráficos nos proporcionan una idea del coste de la materia prima para confeccionar el combustible nuclear, y es preciso añadir los costes correspondientes al procesado para obtener el coste final del combustible nuclear⁹³². Existen múltiples variaciones y opciones en el ciclo del combustible nuclear, con opciones para reducir significativamente los requerimientos de uranio natural mediante el reciclado del plutonio y el uranio usado. La aplicación de estos procesos de reciclado reduce el coste de la materia prima, pero incrementa el coste del procesado, con un balance global que aumenta el coste total del combustible nuclear⁹³³.

Desde el punto de vista del desarrollo de escenarios del combustible nuclear, la aproximación que vamos a adoptar va a ser partir

de un valor del orden de los costes actuales, establecer una tendencia inicial creciente de costes hasta alcanzar los valores necesarios para que el reprocesado resulte rentable, y a partir de este momento reducir la tasas anuales de inflación incremental para reflejar los valores residuales asociados al incremento de la demanda global, si hubiera una participación significativa de la tecnología nuclear en el BAU de las distintas economías del planeta. Sin embargo, los costes asociados al almacenamiento y disposición final de los residuos nucleares, debido a su mayor nivel de incertidumbre, no los vamos a incluir en el coste del combustible, sino junto a los costes de O&M, que además de los costes de disposición incluyen otros componentes de elevada incertidumbre y difícil valoración.

Por lo que respecta a las tasas de inflación incremental asociadas al incremento de la demanda sobre un recurso escaso, cabe esperar

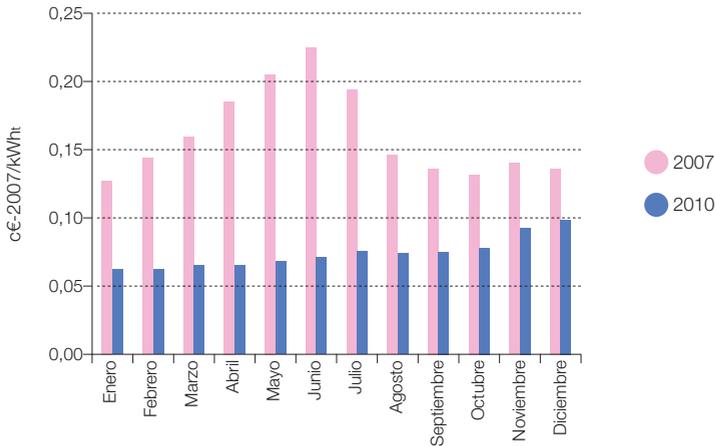
Figura 590. Evolución histórica reciente del precio del uranio (promedios anuales) por unidad de energía térmica liberada (burnup = 50 GWd/tIHM) (el “burnup” expresa la liberación de energía térmica desde el combustible nuclear, y recibe su nombre a partir de la analogía con la combustión de combustibles, que viene aquí expresado como gigavatios-día por tonelada de metal pesado inicial- IHM en nomenclatura inglesa) (procesado a partir de datos: http://www.cameco.com/marketing/uranium_prices_and_spot_price/spot_price_5yr_history/)



932 De hecho, para incluir el conjunto del ciclo del combustible nuclear, al coste del recurso natural (uranio), habría que añadir los costes de conversión, enriquecimiento, fabricación, y almacenamiento y disposición de los residuos finales, y en este último elemento es donde empiezan las incertidumbres del coste del combustible nuclear, para tener la seguridad de que no se están trasladando externalidades fuera del alcance de la valoración de costes del combustible nuclear.

933 El coste total del combustible en un proceso de reciclado de plutonio (MOX) puede llegar a ser casi cinco veces superior a uno de un solo paso del uranio (UOX) con los costes actuales del uranio, situándose en torno a 1 c€/2007/kWh. Para que el reprocesado resultara económicamente viable, la suma de los costes del uranio natural y del almacenamiento y disposición de los residuos debería subir por encima de los 0,7 c€/2007/kWh (MIT, “The future of nuclear power”, 2003).

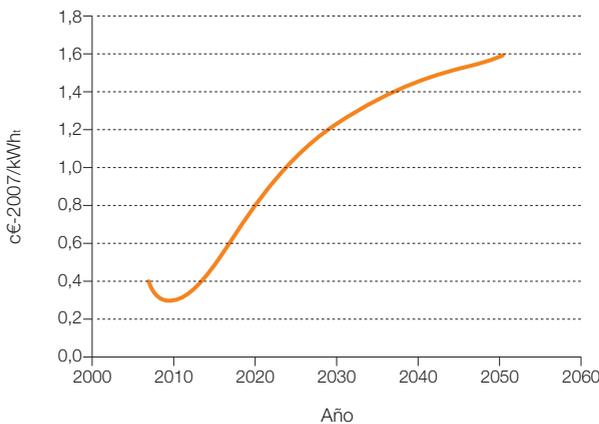
Figura 591. Evolución mensual del precio del uranio por unidad de energía térmica liberada en los años 2007 y 2010 (burnup = 50 GWd/tIHM) (procesado a partir de datos http://www.cameco.com/marketing/uranium_prices_and_spot_price/spot_price_5yr_history/).



que sean significativas en un contexto BAU que se apoyara en la energía nuclear de forma significativa a nivel global. En efecto, incluso con despliegues limitados⁹³⁴ de la energía nuclear como los correspondientes a cuadruplicar la potencia nuclear actualmente instalada (350 GW_e → 1.500 GW_e), que son

los manejados en referencias como (MIT, "The future of nuclear power", 2003), ya conducen a agotar todas las reservas de uranio actualmente conocidas, por lo que cabe esperar una presión significativa sobre este recurso si la opción nuclear se adopta como válida a nivel global.

Figura 592. Escenario de costes del combustible nuclear adoptado.



934 Limitados desde el contexto de que si la energía nuclear se adopta como solución admisible para el contexto BAU, esta debería extenderse al conjunto de economías del planeta, y no quedarse limitada a las economías que actualmente usan la energía nuclear. Es decir, si la tecnología nuclear no es exportable al conjunto de las economías del planeta, entonces no constituye una solución BAU para ningún país, pues no se podría mantener esta desigualdad en el tiempo (sería excesivamente caro mantener esta desigualdad en el tiempo).

La figura 592 recoge el escenario adoptado para la evolución de los costes del combustible nuclear.

Pero los costes del combustible constituyen tan solo una pequeña parte de los costes de la electricidad proporcionada por las centrales nucleares, y se encuentra el grueso de las incertidumbres y externalidades no cubiertas 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 generados.

Por lo que respecta a los costes de inversión, la revisión de la literatura arroja un amplio abanico de estimaciones de costes de inversión: 3.400-5.200 €/2007/kW_e (DLR, [R]E, 2010), 2.500 €/2007/kW_e (MIT, "The future of nuclear power", 2003), 2100-2600 €/kW_e (AIE, ETP, 2010)... Encontrándose los costes de inversión finales de las últimas centrales construidas en el rango superior, después de haber ido incrementando sus costes de inversión a lo largo del proceso de construcción, lo cual constituye una clara muestra del carácter excesivamente conservador de las estimaciones de coste de inversión mostradas en las referencias. Pero es más, los costes de inversión de la tecnología nuclear no han llegado a su techo en las últimas plantas construidas, pues los requerimientos de seguridad sobre estas instalaciones seguirán creciendo a lo largo del tiempo, en el proceso de responder a las crecientes demandas de seguridad sobre un proceso intrínsecamente inseguro.

Y todavía mayor incertidumbre de costes nos encontramos en el marco de los costes de operación y mantenimiento (O&M), dónde en la actualidad se encuentran la mayoría de las externalidades sin valorar o infravalorados

en la estructura de costes de la generación nuclear:

- Gobernabilidad⁹³⁵.
- Seguridad de operación.
- Desmantelamiento
- Cobertura de responsabilidades ante incidencias⁹³⁶.
- Gestión de residuos.
- Prevención de atentados.
- Control de proliferación de armamento nuclear.
- Control de garantías de diseño y operación en un contexto de globalización de la tecnología nuclear.

Muchos de estos elementos resultan de difícil valoración, y no se puede esperar otra situación que la existencia de unas tasas de inflación incremental creciente a medida que la sociedad va exigiendo una cobertura más completa de estos aspectos. De hecho, ya en la actualidad se detecta una clara tendencia a infravalorar los costes de O&M de las centrales nucleares (MIT, "The future of nuclear power", 2003), que en algunas referencias cuantifican en torno a un 30% (Oak Ridge National Laboratory) incluso sin retener la gran mayoría de los aspectos que relacionábamos anteriormente, con lo que los costes de O&M se situarían ya en la actualidad⁹³⁷ en torno a los 2,1-4,4 c€/2007/kWh_e.

En estas condiciones, el escenario de costes de O&M que vamos a adoptar parte de unos valores iniciales descompuestos⁹³⁸ 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, a los que ya incorporaremos una internalización parcial de externalidades, y consideraremos una internalización gradual del resto de las externalidades no incorporadas en estos costes de O&M. Las figuras 593 y 594 reproducen los escenarios

⁹³⁵ En particular por lo que afecta a los requerimientos de transparencia y reflejo de la opinión de la sociedad en las decisiones y gestión de las instalaciones nucleares y sus incidencias.

⁹³⁶ Esta cobertura de responsabilidades debe extenderse más allá de las fronteras del país que decide utilizar la tecnología nuclear. En efecto, actualmente, esta cobertura de garantías normalmente no la asume completamente el promotor de la central nuclear, sino que requiere del apoyo de la administración central para hacer viable la inversión. Pero con todo, la extensión de la cobertura de responsabilidades se limita a una infravaloración de los daños potenciales y se queda dentro de las fronteras del país, mientras que un accidente nuclear traspasa las fronteras y por tanto incurre en costes y compromete recursos cuya valoración no se internaliza.

⁹³⁷ Es decir, con una escasa internalización de externalidades.

⁹³⁸ Algunos de los elementos de costes de O&M admiten una mejor correlación con la potencia instalada, mientras que otros están más relacionados con la generación de la central. Por este motivo resulta conveniente separar los costes de O&M en estos dos componentes.

de costes de O&M fijos y variables adoptados para las centrales nucleares. Evidentemente, estos escenarios de costes de O&M incluyen una gran incertidumbre, por la dificultad de asignar una valoración económica a estos aspectos, pero este grado de incertidumbre es una característica intrínseca de la tecnología nuclear, y la ausencia de valoración de estas externalidades no constituye

una alternativa admisible para establecer comparativas con otras tecnologías.

4.2.5 Hidrógeno

Por lo que respecta al hidrógeno, adquiere un papel relevante como vector energético en los mix de generación 100% renovables, y

Figura 593. Escenario adoptado para la evolución de los costes de O&M variables de las centrales nucleares.

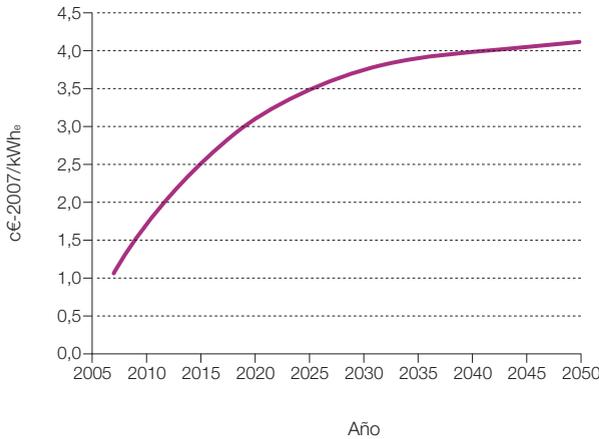
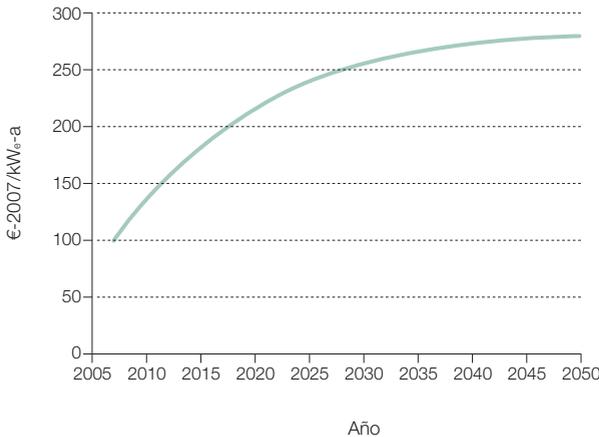


Figura 594. Escenario adoptado para la evolución de los costes de O&M fijos de las centrales nucleares.



contribuye de forma significativa a los costes totales del sistema energético mediante dos componentes principales:

- Los costes asociados a la generación, acondicionamiento y distribución del hidrógeno a partir de la electricidad renovable.
- Los costes asociados a la acumulación del hidrógeno requeridos para regular el sistema de generación y acoplar la capacidad de generación de hidrógeno (excedente de capacidad de generación del parque renovable instalado) con la demanda de hidrógeno.

Por lo que respecta a la producción del hidrógeno, dejando de lado los costes de producción de la electricidad empleada para generar el hidrógeno que ya se evaluarán por separado⁹³⁹, los costes están dominados por los costes 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 este sentido cabe comentar que el factor de capacidad resultante con el que se emplea la potencia de generación del hidrógeno a nivel del sistema energético total, resultará ser muy inferior al factor de capacidad que se considera en los estudios actuales sobre generación de hidrógeno, por lo que los costes por unidad de energía son superiores. El motivo de los bajos factores de capacidad del equipamiento de generación de hidrógeno en el marco del sistema energético total, es que la producción de hidrógeno se emplea como elemento de regulación del sistema energético, y requiere que se absorba la potencia disipada por la regulación del sistema eléctrico. Por tanto, aumentar el factor de capacidad del sistema de generación de hidrógeno, implica reducir el factor de capacidad de la potencia renovable instalada y,

por tanto, requeriría aumentar la potencia total de generación renovable instalada con el fin de cubrir la demanda, lo cual conllevaría unos costes totales del sistema de generación superiores a los asociados a emplear el equipo de producción de hidrógeno con bajo factor de capacidad. Esta situación difiere mucho de la habitualmente contemplada en los análisis de generación de hidrógeno, en los que el sistema analizado es una fracción muy pequeña del sistema energético total, y por tanto el objetivo es alcanzar elevados factores de capacidad del equipo de generación de hidrógeno, para reducir los costes específicos por unidad de energía del hidrógeno producido.

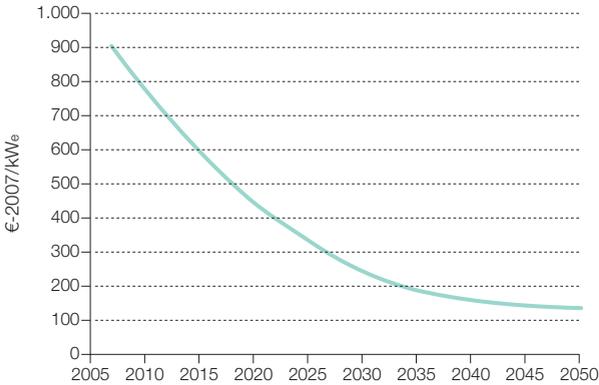
Queda fuera del alcance de este estudio analizar con mayor detalle las opciones de generación de hidrógeno a partir de la electricidad y, por tanto, el escenario de costes adoptado parte de unos costes representativos de la tecnología actual e introduce unas tasas de aprendizaje general para la tecnología, de tal forma que describe la evolución de costes que cabe esperar sin estar ligado a ninguna tecnología en concreto. Es decir, cabe esperar que la tecnología de generación de hidrógeno se vaya modificando al avanzar por la curva de aprendizaje. La figura 595 recoge el escenario considerado para la evolución de los costes de inversión asociados a la generación de hidrógeno.

Otro elemento relacionado con el hidrógeno relevante en cuanto a su impacto sobre la estructura de costes del sistema energético total es el coste asociado a los requerimientos de acumulación de hidrógeno.

Con el fin de acoplar la disponibilidad de electricidad residual procedente de la regulación del sistema eléctrico con la demanda de hidrógeno, y que por tanto la generación de hidrógeno pueda actuar como elemento de regulación del sistema energético total, es

⁹³⁹ Los costes de acondicionamiento y distribución del hidrógeno repercuten sobre el consumo total de electricidad necesario para la generación de hidrógeno, y su efecto está incorporado en el rendimiento total de generación de hidrógeno que hemos considerado.

Figura 595. Escenario de costes asociado a la inversión para generación de hidrógeno a partir de electricidad.



preciso disponer de una capacidad de acumulación de hidrógeno importante.

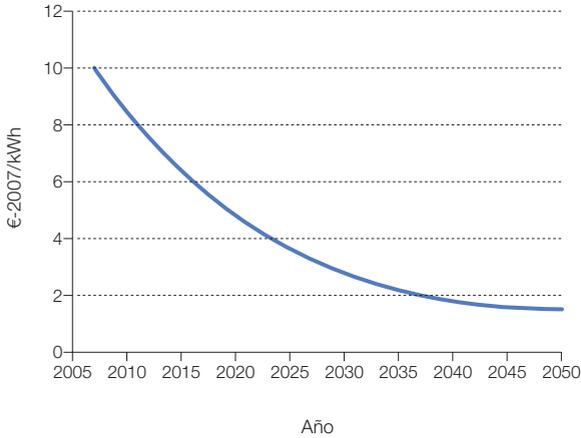
En el caso del contexto BAU, también se requiere una capacidad de acumulación de combustibles fósiles para acoplar la demanda y producción de estos combustibles, y el efecto económico de esta capacidad de acumulación no la incluimos al evaluar el coste de la energía en el contexto BAU. Por tanto, en algunas ocasiones, con el fin de no distorsionar la comparativa BAU frente a E3.0, tampoco incluiremos los costes de acumulación de hidrógeno en el resultado de los costes del sistema energético en el contexto E3.0. Sin embargo, la transición desde el contexto BAU al E3.0 requeriría habilitar esa capacidad de acumulación de hidrógeno, por lo que también resulta interesante tener cuantificado su efecto sobre la estructura de costes del sistema energético en el contexto E3.0.

Existen muchas opciones tecnológicas para acumular el hidrógeno: en fase gaseosa, en fase líquida, en forma de hidruros metálicos, etc., y dentro de cada una de ellas hay variables de diseño a optimizar. Así, por ejem-

plo, en el caso de la acumulación en fase gaseosa, una de las principales variables a optimizar es la presión de almacenamiento, y se encuentran referencias⁹⁴⁰ en que esta presión varía entre 10 bar y 700 bar: a más presión, menor es el volumen del recipiente para una capacidad de acumulación energética dada, pero mayores son las exigencias estructurales para el recipiente.

Queda fuera del alcance de este estudio el profundizar o detallar las opciones de acumulación de hidrógeno, y por tanto vamos a adoptar un escenario genérico de evolución de costes que, partiendo de unos costes representativos de la situación actual, implemente 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 596 recoge el escenario de evolución de costes de acumulación de hidrógeno que hemos adoptado para este estudio.

940 Una presión tipo para aplicaciones estacionarias puede situarse en torno a 100 bar, mientras que las aplicaciones asociadas a la movilidad emplean presiones superiores. Pero no faltan propuestas de almacenamiento a presiones distintas, como la correspondiente a emplear las propias torres de los aerogeneradores para acumular hidrógeno (R. Kottenstette, J. Cotrell, "Hydrogen Storage in Wind Turbine Towers: Cost Analysis and Conceptual Design", NREL/CP-500-34851, 2003).

Figura 596. Escenario adoptado para los costes de acumulación de hidrógeno.

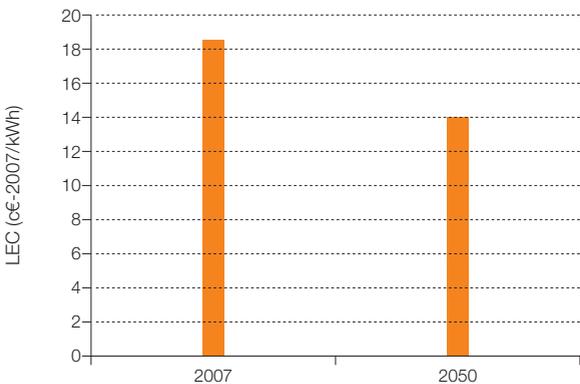
4.2.6 Otros recursos energéticos

En este punto recogemos información relativa a otros elementos de coste que intervienen en los costes totales del sistema energético y que no han sido recogidos en otros apartados.

Por lo que respecta a 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 597 recoge los costes normalizados considerados para esta tecnología en los años extremos del periodo de tiempo considerado.

Por lo que respecta al coste de la biomasa⁹⁴¹, hemos adoptado el escenario del coste del recurso empleado en el estudio

Figura 597. Costes normalizados considerados para la energía solar térmica para aplicaciones de cobertura de la demanda térmica.

⁹⁴¹ En este caso se trata de la biomasa primaria. Más adelante mostraremos los costes correspondientes a los biocombustibles procesados.

[R]E-2010 (GPI, 2010), que en términos de las unidades de coste energético que empleamos nosotros, aparece recogido en la figura 598. Como puede apreciarse, este escenario incorpora una inflación incremental para el coste de la biomasa, lo cual se justifica por la demanda creciente que cabe esperar sobre este recurso, que a pesar de ser

renovable, es relativamente escaso y tiene muchas aplicaciones potenciales. Al normalizar estos costes en el año inicial y final del periodo de tiempo considerado, y al incorporar los efectos de la inflación incremental sobre este recurso, obtendríamos los costes normalizados que se recogen en la figura 599.

Figura 598. Escenario de evolución del coste de la biomasa. Adaptado de (GPI, [R]E, 2010).

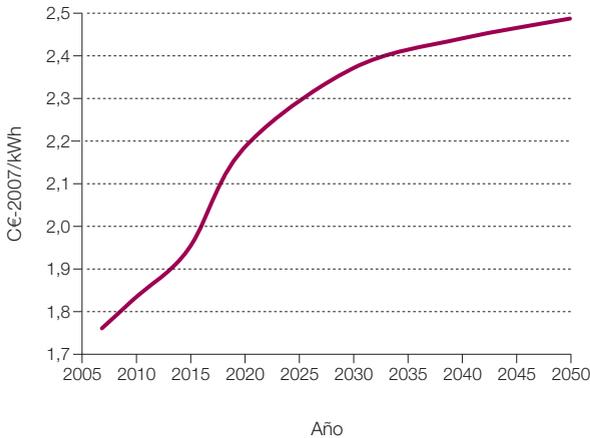


Figura 599. Coste normalizado de la biomasa directa en los años inicial y final del periodo de tiempo considerado.

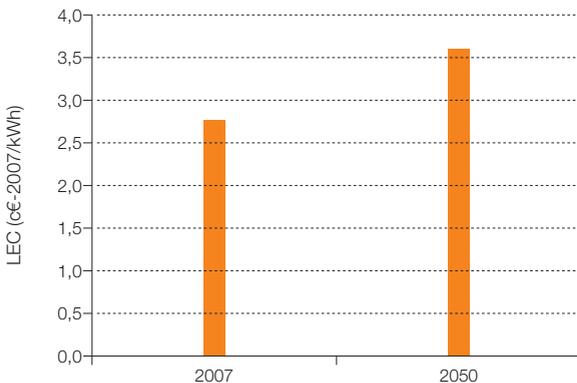
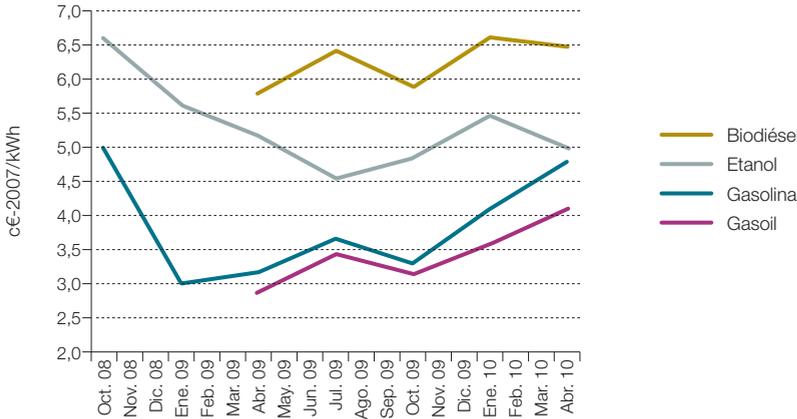


Figura 600. Evolución reciente de los costes de los biocombustibles procesados. (adaptado de: Ricardo Guerrero, Gustavo Marrero, José M. Martínez-Duart, Luis A. Puch, “Biocombustibles líquidos: Situación actual y oportunidades de futuro para España”, DD 19/2010, Fundación Ideas para el Progreso, 2010).



Por lo que respecta a los costes de los biocombustibles procesados, la figura 600 recoge la evolución histórica reciente comparada con los costes de la gasolina y el gasóleo.

En el marco de este estudio, hemos empleado un único escenario de costes para todos los biocombustibles procesados, que representa un promedio del mix de biocombustibles que se acaban usando para cubrir la

Figura 601. Costes de los biocombustibles procesados, sin normalizar y en términos normalizados.

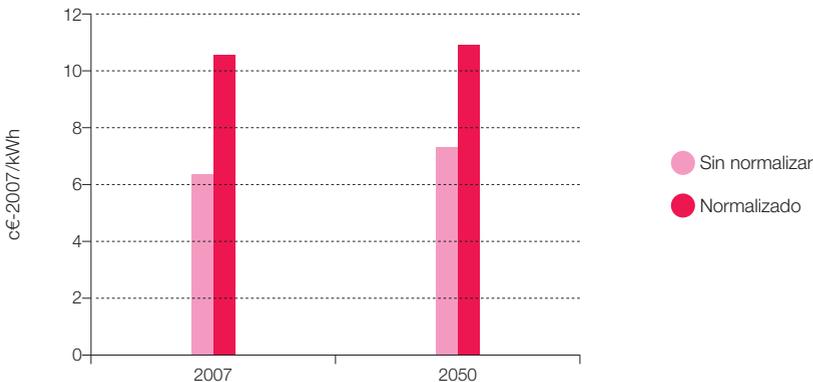
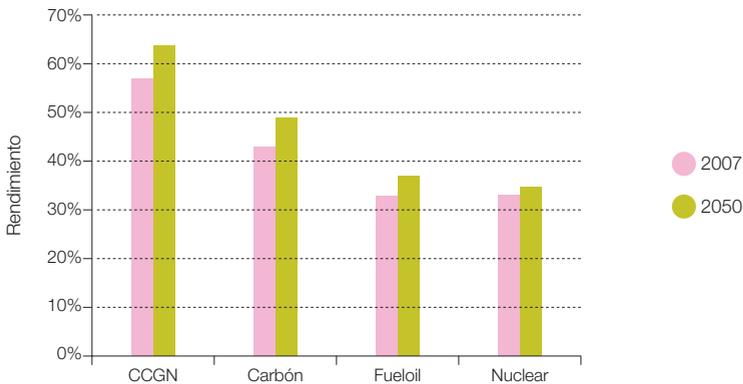


Figura 602. Rendimientos considerados para las centrales de generación eléctrica en el contexto BAU al principio y final del periodo considerado para el desarrollo del escenario.



demanda de este producto. El escenario se ha confeccionado partiendo de los costes de la materia prima, los rendimientos tipo de transformación, y costes de procesado característicos. Debido a la demanda creciente que cabe prever sobre la biomasa, así como a la limitación del recurso, hemos introducido unas tasas de inflación incremental que sin embargo quedan un tanto diluidas por la evolución de los costes de procesado. En la figura 601 recogemos 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) teniendo en cuenta la inflación incremental a la que se ve sometido este recurso.

4.2.7 Costes normalizados de generación eléctrica fósil y nuclear

En este punto recogemos los costes normalizados de la electricidad para el contexto

BAU. Estos costes incluyen los escenarios de costes anteriormente presentados para los combustibles, operación y mantenimiento, así como las correspondientes tasas de inflación incremental, y se encuentran normalizados empleando 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 fueloil, de 35 años para las centrales de carbón, y de 40 años para las centrales nucleares⁹⁴².

Los rendimientos considerados para las distintas centrales de generación eléctrica BAU⁹⁴³ son los recogidos en la figura 602.

Respecto a los costes de inversión, la figura 603 recoge los valores considerados. Para estos costes de inversión no hemos considerado una evolución con el tiempo, aunque para la mayoría de ellas, elementos como la madurez tecnológica actual, el incremento de rendimiento proyectado, y probablemente la reducción del mercado global por transición de parte de las economías mundiales hacia

⁹⁴² Consideramos de forma conservadora una vida útil de 40 años para las nuevas centrales nucleares, si bien las centrales nucleares actualmente existentes en España fueron diseñadas para una vida útil de 30 años.

⁹⁴³ Para el caso del carbón, los rendimientos presentados son sin incluir la captura de CO₂ (en el caso de incluirla los rendimientos serían inferiores). Posteriormente se añadirá un coste del CO₂, que si estuviera bien puesto sería equivalente al incremento del coste de generación asociado a la implementación de la captura y almacenamiento de CO₂.

el contexto E3.0, podrían recomendar el proyectar un incremento de costes de inversión con el tiempo.

Mención aparte merece la tecnología nuclear. En este caso no se trata de una tecnología madura, dados los requerimientos de incremento de seguridad que siguen creciendo con el tiempo, y que conducirían a un incremento en los costes de inversión, así como a

la baja tasa de construcción de centrales en los últimos años, que en caso de incrementarse podría conducir a una reducción de los costes de inversión. En esencia vamos a asumir que estas dos tendencias se equilibran, de tal forma que los avances por la curva de aprendizaje compensan a los crecientes requerimientos de seguridad. El valor del coste de inversión adoptado se sitúa en el rango medio de los valores recogidos en

Figura 603. Costes de inversión considerados para las distintas tecnologías del contexto BAU.

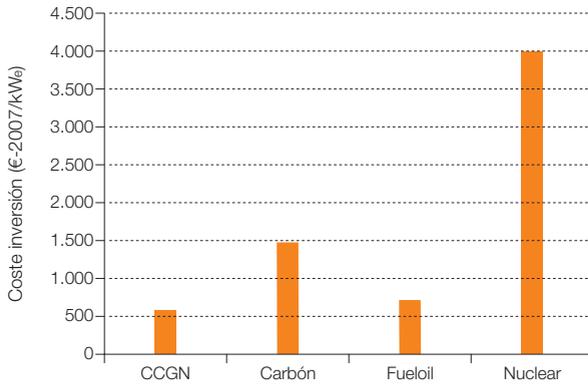
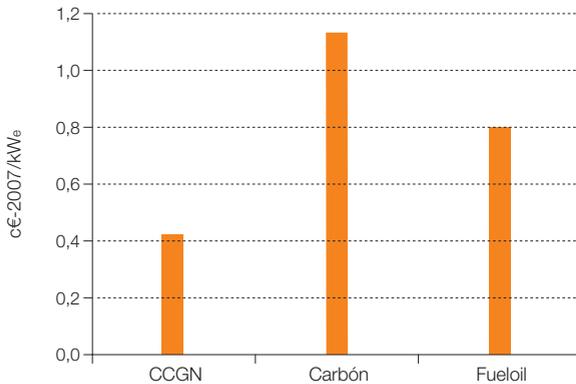


Figura 604. Costes de O&M, excluyendo los asociados a las emisiones de CO₂, adoptados para las tecnologías de combustión fósil (contexto BAU).



la bibliografía reciente, y resulta probablemente muy conservador por lo que se refiere a las experiencias de las últimas centrales en construcción.

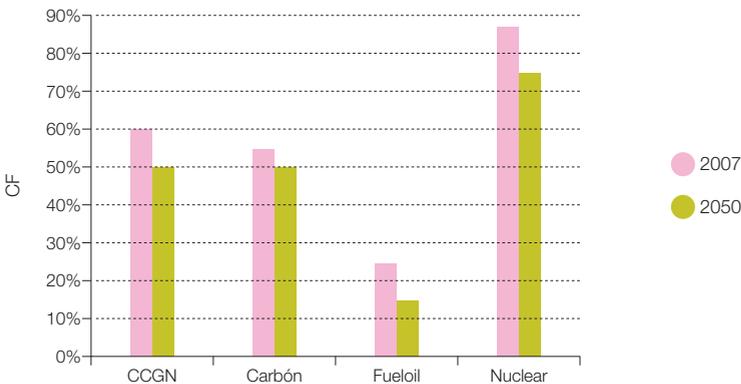
Por lo que respecta a los costes de O&M de las tecnologías de combustibles fósiles, los valores adoptados, excluyendo los costes asociados a las emisiones de CO₂ ya documentados en otro apartado, son los que mostramos en la figura 604. Por lo que respecta a los costes de O&M de las centrales nucleares ya han sido presentados en un apartado anterior.

Por lo que se refiere a los factores de capacidad (CF) con los que operan estas tecnologías en el sistema eléctrico, planteamos una reducción⁹⁴⁴ de los mismos a lo largo del tiempo, ocasionada tanto por la paulatina integración de generación renovable (incluso en el contexto BAU), como a la limitación en la activación de mecanismos de gestión de la demanda dentro del contexto BAU.

Aunque los factores de capacidad que hemos adoptado para las centrales de ciclo combinado y de carbón pueden parecer bajos⁹⁴⁵, realmente son elevados en relación a las condiciones en que estas centrales están operando en los últimos años. En efecto, la figura 606 recoge los factores de capacidad con los que han operado estas centrales desde el año 2002 en que se empezaron a incorporar los ciclos combinados. Como podemos ver se observa una fuerte y mantenida caída de los factores de capacidad con los que han operado estas centrales desde los años 2007-2008, coincidiendo con el impulso al despegue de las energías renovables en España.

Por tanto, los valores de los factores de capacidad considerados para los ciclos combinados y las centrales de carbón los podemos considerar conservadores, en el sentido de que los LEC⁹⁴⁶ de estas tecnologías con los CF realmente existentes en la actualidad serían más elevados. La hipótesis implícita en este planteamiento para los factores de capacidad

Figura 605. Factores de capacidad con los que operan las centrales de generación del mix BAU.



944 Cabe resaltar cómo los factores de capacidad asumidos para las centrales de ciclo combinado son incluso superiores a los registrados en la actualidad.

945 Ciertamente son bajos para los valores tradicionalmente empleados para evaluar la viabilidad económica de estas centrales, y probablemente bajos también para los valores empleados por los inversores que decidieron empezar a introducir los ciclos combinados por el sistema de generación español a principios del siglo XXI.

946 LEC (levelized electricity cost) es el coste normalizado de la electricidad producida (también se puede extender a otro tipo de energía final). El proceso de normalización consiste en trasladar al instante inicial todos los costes incurridos para la generación de esa electricidad a lo largo de la vida útil de la instalación, teniendo en cuenta la variación del valor del dinero con el tiempo, de tal forma que quede recogido en un único parámetro económico el efecto de elementos tan dispares como los costes de inversión inicial o los costes recurrentes de los combustibles empleados, y la O&M de la instalación. De esta forma es posible establecer una comparación directa entre tecnologías con coste de inversión relativamente bajo y elevados costes de operación (como las centrales de combustibles fósiles), y las instalaciones de energías renovables con costes de inversión relativamente elevados, pero costes de operación muy bajos e independientes de los procesos de inflación a los que se ven sometidos los combustibles fósiles.

Figura 606. Evolución de los factores de capacidad de las centrales de carbón y ciclo combinado en el sistema eléctrico peninsular desde que se empezaron a introducir ciclos combinados en el sistema (procesado a partir de datos REE).

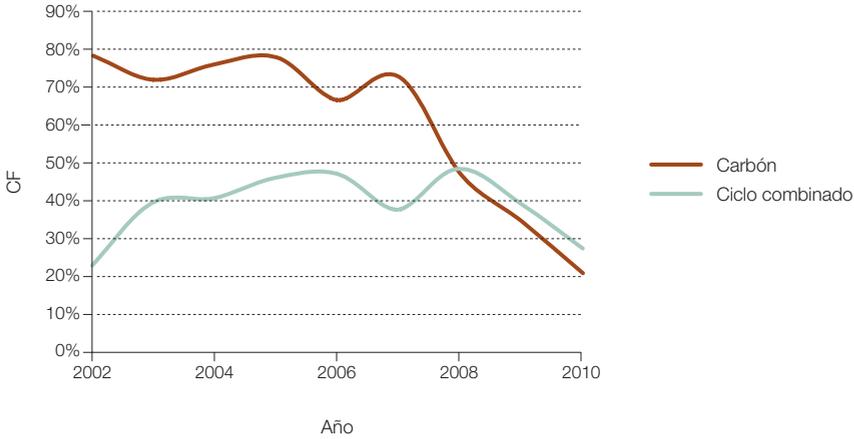
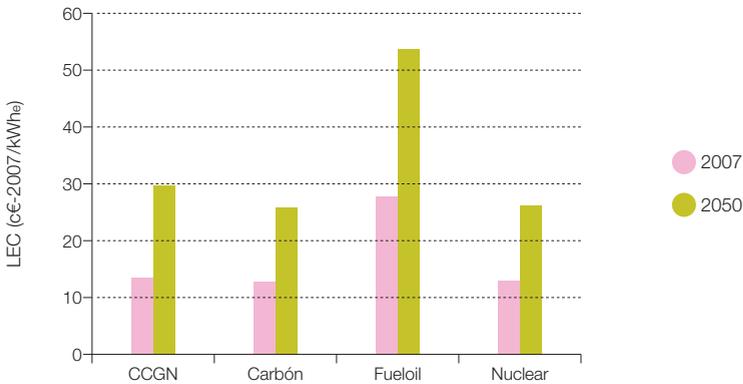


Figura 607. Costes normalizados de generación eléctrica con las tecnologías del contexto BAU en los años extremos del periodo temporal considerado para el desarrollo de los escenarios.



de los ciclos combinados y centrales de carbón, es que la gran caída de estos indicadores en los últimos años ya representa el inicio de la transición hacia el contexto E3.0, y por tanto no representa el contexto BAU.

En estas condiciones, los costes totales (incluyendo costes de emisiones de CO₂)

normalizados asociados a la generación de electricidad con las tecnologías del mix BAU son los recogidos en la figura 607. Las figuras 608 a 610 muestran la descomposición entre costes de generación y costes de emisiones para cada una de las tecnologías fósiles.

Figura 608. Estructura del coste normalizado de generación de las centrales de ciclo combinado del contexto BAU.

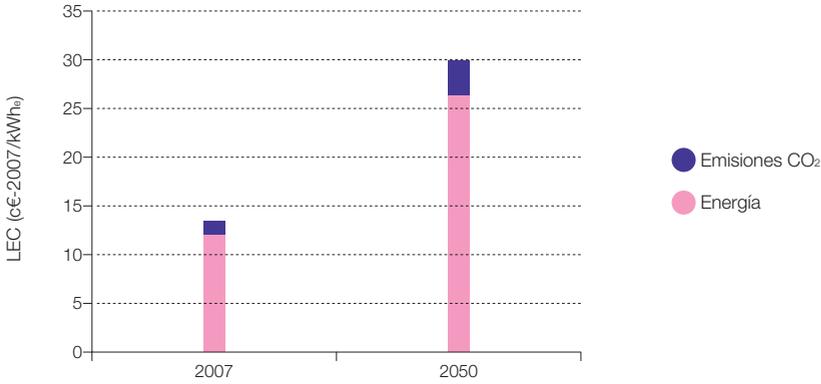


Figura 609. Estructura del coste normalizado de generación de las centrales de carbón del contexto BAU.

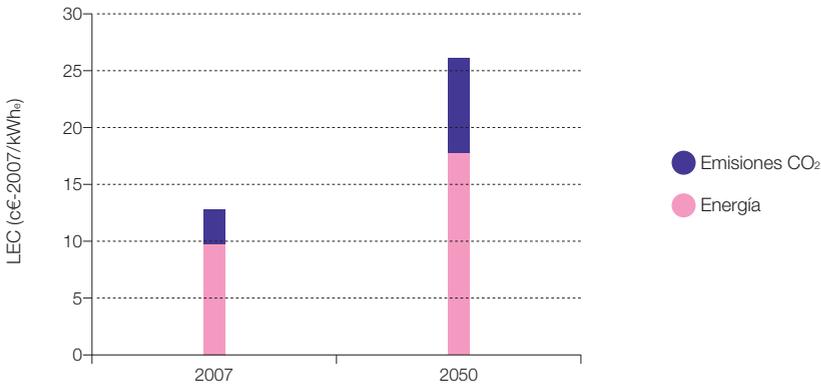
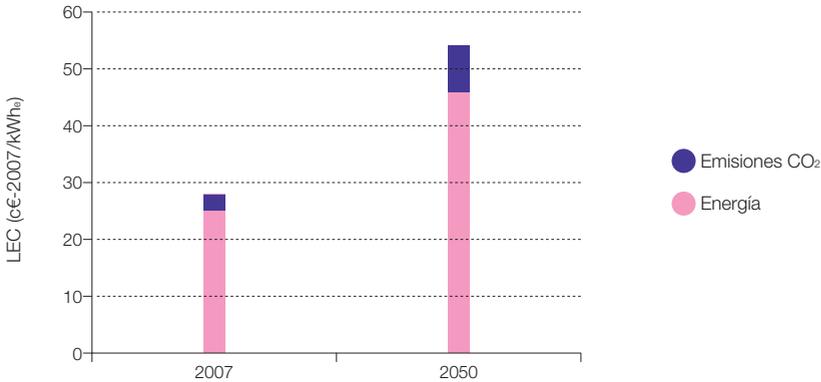


Figura 610. Estructura del coste normalizado de generación de las centrales de fueloil del contexto BAU.



4.3 Tratamiento de la evolución temporal del coste

Los costes de la energía obtenida con un mix determinado evolucionan a lo largo del tiempo⁹⁴⁷. 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, proporcionando 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 informe R100% (GP, 2007) para ilustrar y enmarcar esta variación temporal de los costes, proporcionamos los costes normalizados de la energía (LEC) correspondientes a una instalación (o a todo un mix de generación⁹⁴⁸) construida en 2003 y otra construida en 2050, es decir, en los instantes extremos del periodo de tiempo considerado en el escenario. Los costes en 2003 son indicativos de los costes iniciales asociados al desarrollo de estos modelos basados en energías renovables, mientras que los costes en 2050 son indicativos de los costes estables que perderán una vez alcanzada la madurez tecnológica y comercial de las tecnologías empleadas. El promedio aritmético entre los costes en 2003 y 2050 proporcionaba una primera aproximación a los costes promedios durante el periodo considerado.

En este informe hemos procedido de forma parecida, proporcionando los costes asociados al inicio del periodo de análisis (año 2007⁹⁴⁹) y al final del periodo de análisis

⁹⁴⁷ Aunque se expresen en dinero constante para evitar el efecto de la inflación.

⁹⁴⁸ Para el caso del sistema energético basado en energías renovables.

⁹⁴⁹ Respecto al estudio R100% (GP, 2007), en los años transcurridos para marcar el inicio del periodo de análisis (de 2003 al 2007), ya han visto un avance significativo de algunas tecnologías a lo largo de sus curvas de aprendizaje, por lo que los costes al inicio del periodo de análisis son sensiblemente inferiores en este estudio que en el R100%.

(año 2050). Sin embargo, hemos querido profundizar más en la evaluación de los costes promedio a lo largo del periodo considerado para proporcionar una información más precisa de los costes asociados al periodo de implementación del modelo energético basado en energías renovables. En este punto exponemos la metodología empleada para elaborar este promediado. Sin embargo, debemos insistir en que más allá del año 2050, los costes estables que prevalecen son los correspondientes al año 2050, que en el marco de este estudio representan la madurez tecnológica y comercial de todas las tecnologías consideradas. Por tanto, los beneficios a largo plazo de la transición hacia un modelo energético, basado en energías renovables, son considerablemente superiores a los indicados por el coste promedio en el periodo de desarrollo, y quedan mejor caracterizados por los costes asociados al final del proceso del desarrollo tecnológico y comercial de las tecnologías consideradas, es decir, a los costes en el año 2050 por lo que respecta al contexto de este estudio.

Partiendo 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, vamos a adoptar un escenario de evolución de estos costes. La evolución real de los LEC entre los años 2007 y 2050 dependerá del ritmo de implementación y progreso a nivel global de las tecnologías consideradas, y por tanto va mucho más allá de las consecuencias del modelo energético que se desarrolle en España. Por tanto, el escenario de transición de costes considerado debe entenderse tan solo como una primera aproximación para aproximar el coste promedio en el periodo considerado.

Por lo que respecta a estos escenarios de transición, vamos a adoptar dos: 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 nucleares (modelo energético del contexto BAU). La diferenciación entre estas dos situaciones es debida a que los mecanismos de evolución de costes en ambas son distintos. Así, en el caso de las energías renovables, es de esperar una transición gradual que tiende a una saturación final desde los costes iniciales hacia los finales, como respuesta a la progresión por la curva de aprendizaje, mientras que en el caso de las energías fósiles y nuclear cabe esperar un retraso inicial en la transición de costes para posteriormente pasar por una etapa intermedia de mayor velocidad de transición. La figura 611 recoge los dos escenarios de transición considerados. Denominando $A(t)$ al escenario de transición, el coste de la energía en cada instante a lo largo del periodo de tiempo considerado podrá obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$LEC(t) = (1-A(t)) \cdot LEC_{2007} + A(t) \cdot LEC_{2050}$$

Para el caso de las tecnologías fósiles, más dominadas por los costes de combustible, este $LEC(t)$ ya puede ser representativo del LEC promedio del parque de la tecnología en el año considerado, que denominaremos $LEC_m(t)$. Sin embargo, para las tecnologías renovables fuertemente dominadas por los costes de inversión, el valor medio del LEC correspondiente al parque operativo en un instante determinado, deberá obtenerse por medio del promedio ponderado de las centrales existentes en un momento concreto. Para estos efectos vamos a considerar que el parque de una tecnología dada, en cada instante de tiempo, está formado por las instalaciones construidas durante los 20 años

Figura 611. Escenarios de transición de costes. Representan el peso relativo del coste en el final del periodo considerado sobre el coste promedio.

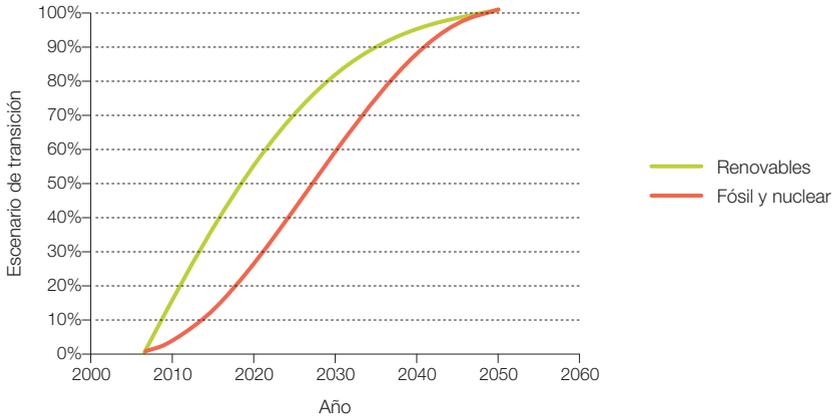
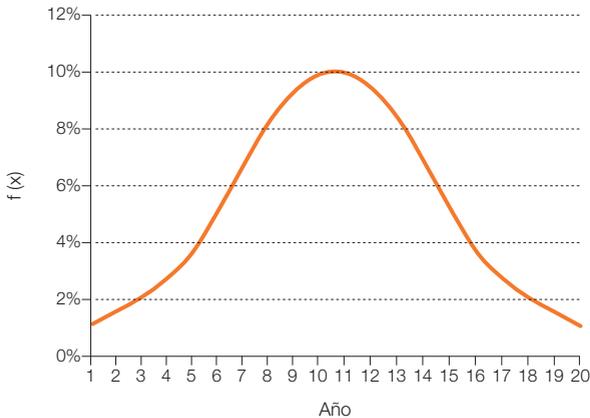


Figura 612. Función de distribución del año de instalación del parque actual de una tecnología dada a lo largo de los 20 años anteriores.



anteriores, de tal forma que el LEC_m podrá obtenerse mediante la siguiente expresión, donde $f(x)$ representa la función de distribución de la instalación de centrales de la tecnología considerada a lo largo de los 20 años anteriores⁹⁵⁰, que vamos a considerar representado por la figura 612.

$$LEC_m(t) = \int_{t-20}^t LEC(x) \cdot f(x) \cdot dx$$

Por último, el valor promedio del LEC en un periodo de tiempo dado (T), vendrá dado por la siguiente expresión:

$$LEC_{promedio} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T LEC_m(t) \cdot dt$$

⁹⁵⁰ Es decir, el valor de "f" en un año dado representa el peso porcentual del parque que se instaló en ese año.

Una vez desarrollados los distintos escenarios de cobertura de la demanda, presentaremos resultados tanto para los LEC_{2007} , LEC_{2050} , $LEC_m(t)$ y $LEC_{promedio}$, así como la discusión correspondiente a estos resultados.

4.4 Sobre el coste del ahorro

El coste asociado al despliegue de eficiencia es un aspecto importante al que ya nos hemos referido anteriormente en este informe: dentro del capítulo dedicado a la demanda del sector edificación, desarrollamos un análisis técnico-económico asociado al incremento de espesor de aislante en las paredes de un edificio, y concluiremos que el nivel óptimo de despliegue de ahorro estaba en ese caso asociado a un coste del negavatio del orden de 1-2 c€-2007/kWh, mientras que otras referencias (AIE, ETP, 2010) apuntan al incremento del espesor de aislante como una de las medidas de eficiencia con mayor coste del negavatio dentro del sector edificación: es decir, para la mayoría de las medidas de eficiencia dentro de este sector, los costes del negavatio cabe esperar que se sitúen por debajo de 1 c€-2007/kWh. Así mismo, en ese punto también mostramos cómo en el caso de diversas medidas de eficiencia, el coste del negavatio podía ser negativo como consecuencia de las estructuras de precios de los productos disponibles en el mercado, cuyo volumen de mercado sigue los requerimientos regulatorios. Otras referencias, como (McKinsey&Company, "Pathways to a Low Carbon Economy", 2009), también muestran como muchas de las medidas de eficiencia que podemos desplegar en sectores como la edificación tienen unos costes negativos⁹⁵¹.

Otro de los elementos característicos de la economía del ahorro, que mostrábamos en el capítulo dedicado al sector edificación, es la

saturación a la que se pueden ver sometidas algunas medidas de ahorro, generando un óptimo técnico-económico a partir del cual el coste del ahorro se incrementaba de forma importante como consecuencia de una inversión creciente, sin prácticamente beneficio energético marginal. Al superar estos puntos óptimos en el despliegue de eficiencia es cuando, por lo general, entramos en la región en la que nos debemos empezar a preocupar por el hecho de que el despliegue de eficiencia conduzca a un coste total del sistema energético, superior al correspondiente a 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 la inversión en capacidad adicional de generación (que por lo general tendrá unos costes superiores al despliegue de eficiencia hasta llegar a su zona de saturación), sino que también tenemos disponible la respuesta de la demanda para acomodar la disponibilidad del sistema de generación. Así, el uso de esa electricidad "residual" procedente de los requerimientos de regulación del sistema eléctrico, cuando no exista otra opción de integración de la misma dentro del sistema energético⁹⁵², constituye una alternativa de muy bajo coste⁹⁵³ al despliegue de eficiencia adicional.

Otro elemento a tener en consideración al contrastar el coste del ahorro de una medida o conjunto de medidas dadas, es el grado de internalización de externalidades en el coste de referencia de cubrir esos negavattos con generación adicional. Esto, a su vez, está estrechamente relacionado con la existencia de unas condiciones de contorno que nos impone el medio físico en el que se desarrollan las actividades de nuestros sistemas, y que en la actualidad se expresan de forma muy contundente en forma de restricciones impuestas

⁹⁵¹ Si bien hay que tener precaución al interpretar estos resultados. Más abajo profundizaremos sobre esto.

⁹⁵² Por ejemplo, si ya se tiene cubierta toda la demanda de hidrógeno.

⁹⁵³ Especialmente si ya se encuentra desplegada la infraestructura de inteligencia para activar la respuesta de la demanda.

por el sistema climático, y en restricciones de disponibilidad de recursos en los que apoyamos la evolución de nuestros sistemas, especialmente cuando imponemos la condición básica de sostenibilidad de que estos recursos sean repartidos de forma equitativa entre todos sus potenciales usuarios (presentes y futuros). En este contexto, no existen cotas superiores al coste permisible del negavatio siempre que esos negavatos sean imprescindibles para adaptarnos a las exigencias de las condiciones de contorno a las que estamos sometidos.

En este estudio, uno de los principales indicadores que hemos adoptado para describir el desempeño de las distintas opciones de cobertura de la demanda es el coste total del conjunto del sistema energético para unas condiciones de demanda dadas. Para el caso del contexto E3.0, con un fuerte despliegue de medidas de eficiencia, el coste que obtenemos es el del total del sistema energético para cubrir esa demanda, pero no incluye el coste de las inversiones necesarias para materializar ese despliegue de eficiencia en el lado de la demanda. Sin embargo, el hecho de disponer de una referencia de costes totales en el contexto de demanda BAU con la que comparar los costes totales asociados al despliegue de eficiencia en el contexto E3.0, nos permite evaluar un valor máximo del coste del ahorro (coste del negavatio) asociado al despliegue de medidas de eficiencia para que el coste total en el contexto E3.0, incluyendo el despliegue de eficiencia, se mantenga por debajo del coste total⁹⁵⁴ del sistema energético en el contexto BAU. Tal y como mostraremos más adelante a lo largo de este informe, esta cota del coste del ahorro depende del año en que se evalúe y del tipo de sistema de generación empleado para cubrir la demanda (mix BAU o mix 100% renovable), pero se encuentra en el rango de

15-25 c€/2007/kWh, un valor muy superior al del coste correspondiente al negavatio en la zona de despliegue de eficiencia óptimo para la gran mayoría de medidas de ahorro.

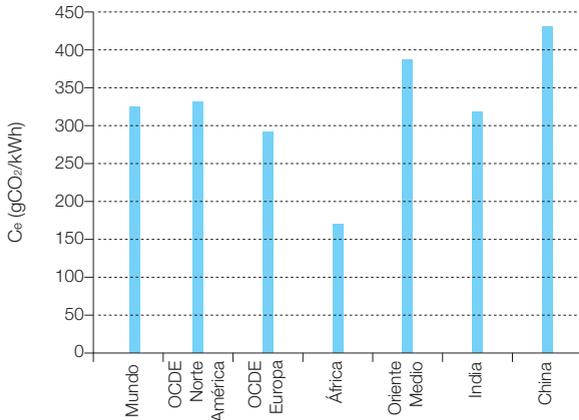
Conviene ahora detenerse un poco a analizar la información disponible en la bibliografía sobre el coste del ahorro para, por un lado, ampliar el abanico de ejemplos del coste del negavatio, y por otro lado adquirir una mejor perspectiva de cómo y cuándo se pueden comparar los resultados presentados en este informe con los que se encuentran en la bibliografía.

En la bibliografía reciente, la mayor parte de la información relativa al coste del ahorro la encontramos embebida dentro de las evaluaciones de los costes de reducción de emisiones, y por tanto, más que referidas al coste del negavatio, se refieren al coste de la reducción de emisiones. El primer elemento para deducir a partir de estos resultados el coste del negavatio es el conocer la intensidad en carbono del sistema energético considerado, información que a menudo no se encuentra disponible en las referencias que proporcionan costes de eliminación de CO₂. Este coste de emisiones varía fuertemente según a qué región nos estemos refiriendo (la figura 613 muestra valores para distintas regiones del mundo), así como de si se trata del conjunto del sistema energético o de una parte del mismo⁹⁵⁵. Además, la intensidad energética del sistema energético irá variando a lo largo de la vida útil de la medida de eficiencia, por lo que el coste asociado a su ahorro de emisiones también cambiará. Por el contrario, el coste del negavatio, al estar principalmente dominado por los costes de inversión, se mantendrá prácticamente constante a lo largo de toda la vida útil de la medida de eficiencia. Pero es más, los costes del ahorro en términos de emisiones habitualmente

⁹⁵⁴ Nótese que para el caso del contexto BAU, el coste total del sistema energético tampoco incluye el coste de los equipos terminales de la demanda, y por tanto este máximo del coste del ahorro obtenido por comparación de los costes totales BAU y E3.0, constituye realmente una cota inferior del coste máximo permisible para que no se incurriera en un incremento del coste total del sistema energético.

⁹⁵⁵ Por ejemplo, para la generación de electricidad el coeficiente de emisiones sigue estando por encima de 500 gCO₂/kWh en muchas regiones del mundo.

Figura 613. Coeficiente de emisiones del sistema energético, referido a energía final, en distintas regiones del mundo para el año 2009. Procesado a partir de (GPI, [R]E, 2010).



descuentan el ahorro asociado a la reducción del consumo BAU, por lo que son fuertemente dependientes de la evolución de los costes de la energía en el contexto BAU.

Por todos estos motivos, resulta, por lo general, complicado deducir a partir de los costes del ahorro, en términos de emisiones, los costes del ahorro en términos energéticos (negavatio), y esta es una de las razones por la que nosotros hemos optado por expresar los resultados en términos del coste del negavatio, y en poner el foco de atención en la evaluación de los valores límite que se pueden permitir en el coste del negavatio para que el coste total del sistema energético en el contexto E3.0 quede por debajo del correspondiente al contexto BAU.

En el informe de mitigación del 4º informe del IPCC (IPCC, 2007) aparece la recopilación de la cuantificación del potencial de reducción de emisiones en los distintos sectores que reproducimos en la figura 614. El potencial total de reducción de emisiones por debajo de 100 \$-2000/tCO₂ que indican, puede llegar

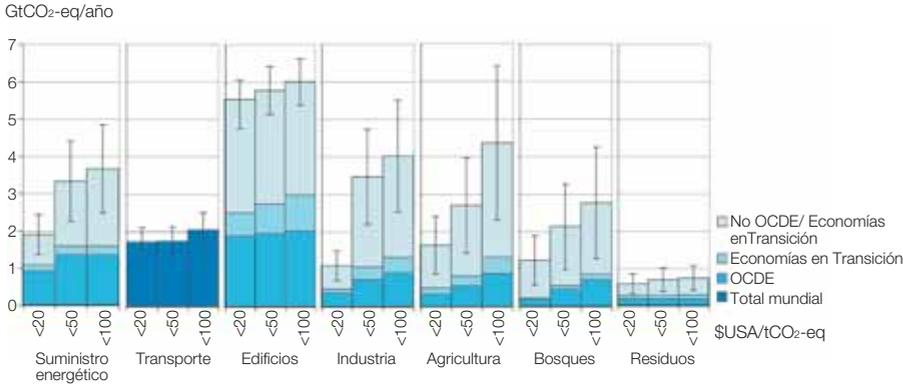
a ser del orden del 50% de las emisiones totales en el año 2030. Como podemos observar, el sector edificación es el que ofrece un mayor potencial de reducción de emisiones. De hecho, el 80% de las medidas de reducción de emisiones en el sector edificación son de coste negativo⁹⁵⁶.

El primer elemento a tener en cuenta en relación a estos resultados es que el coste presentado, por lo general, se refiere al coste neto en el ciclo de vida, y por tanto incluye los ahorros asociados a reducir el consumo de energía respecto a un escenario BAU como consecuencia de la aplicación de la medida de ahorro. Esta aproximación, si bien es muy apropiada para obtener un indicador del coste neto en el ciclo de vida, tiene el inconveniente de que al no estar directamente valorado el coste del ahorro, sino expresado de forma relativa al coste BAU, los resultados son fuertemente dependientes de las hipótesis que se hagan sobre la evolución del precio de la energía en el contexto BAU⁹⁵⁷. Aunque no es posible obtener una traducción exacta de estos resultados a costes del ahorro, el nivel

⁹⁵⁶ En términos de coste neto en el ciclo de vida, y por tanto incorporando los efectos del ahorro producido por la reducción de consumo de energía. Ver discusión más abajo.

⁹⁵⁷ De hecho, la mayoría de estos estudios adoptan los escenarios de la AIE sobre la evolución del precio del petróleo, y por tanto están asociados a suponer que el precio del petróleo se mantiene por debajo de los 50-60 \$/barril.

Figura 614. Estimación del potencial de reducción de emisiones por rangos de costes (IPCC Fourth Assessment Report (AR4), WG III, "Mitigation of Climate Change", 2007).



de coste de las emisiones de 20 \$-2000/tCO₂ bajo el que se localiza el 80% del potencial de reducción de emisiones según esta referencia, se corresponden aproximadamente⁹⁵⁸ a 5,5 c€-2007/kWh.

En (McKinsey&Company, "Pathways to a Low Carbon Economy", 2009) encontramos un estudio más reciente sobre los costes y el potencial asociado a la reducción de emisiones. En esta referencia se manejan dos indicadores, uno de ellos, el coste de reducción de emisiones, es el mismo anteriormente comentado, y expresa el valor neto a lo largo del ciclo de vida de la inversión de la diferencia de costes entre la medida de eficiencia y la opción BAU. Por tanto, al tratarse de una evaluación relativa, es fuertemente dependiente sobre las hipótesis que se hagan en relación a los precios de la energía en el contexto BAU⁹⁵⁹. El otro indicador empleado es el que denominan intensidad de capital de las medidas de reducción, y está más cercano al coste del ahorro en el sentido de que no incorpora el coste ahorrado del contexto BAU, pero por un lado no está normalizado, y por otro no incorpora los costes de O&M de la

medida de eficiencia considerada. En las figuras 615 y 616 reproducidas de esta referencia podemos observar las curvas de reducción de emisiones y de intensidad de capital. Tal y como se observa en esta referencia, el orden de mérito de las medidas según ambos indicadores es diferente, lo cual puede condicionar el orden con el que se apliquen las medidas de eficiencia según el criterio empleado.

Según (McKinsey&Company, "Pathways to a Low Carbon Economy", 2009), el despliegue de todas las medidas de eficiencia indicadas en estas figuras permitiría seguir un escenario de concentración de GEI con un pico de 480 ppm CO_{2,eq} y una estabilización en torno a 400 ppm CO_{2,eq}, con un coste total inferior al 1% del PIB.

Procesando el indicador de la intensidad de capital, que como hemos comentado es el más cercano al coste del negavatio, los resultados de esta referencia indican que el coste máximo del negavatio sería:

- Para el 50% del desarrollo del potencial: 0,17 c€-2007/kWh.

⁹⁵⁸ Usando un coeficiente de emisiones global del sistema energético como el correspondiente al año 2007 para el promedio del mundo.

⁹⁵⁹ En esta referencia se usa el escenario de la AIE con un coste del barril de petróleo de 60 \$-2005/barril.

- Para el 75% del desarrollo del potencial: 0,52 c€/2007/kWh.

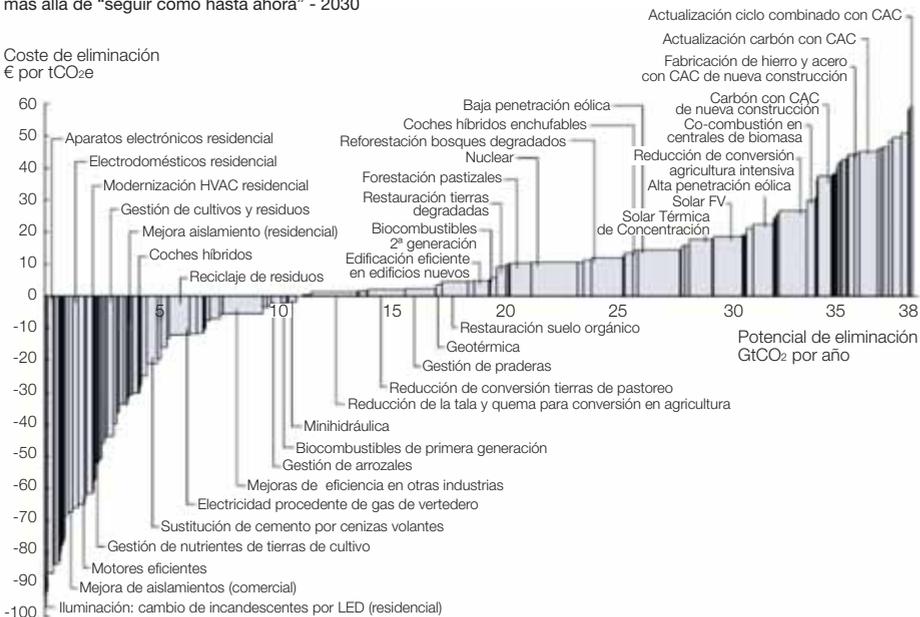
Procesando los resultados sectoriales presentados en (McKinsey&Company, "Pathways to a Low Carbon Economy", 2009), los costes del negavatio asociados a la inversión realizada, son los que presentamos en la figura 617. Como podemos ver, los sectores transporte y edificación, a pesar de proporcionar buenas prestaciones económicas en términos del ciclo de vida (al incluir el efecto de los ahorros que producen), son los sectores con una mayor peso de la inversión sobre el ahorro alcanzado, motivo por el que resulta crítico el articular mecanismos de financiación adecua-

dos, y eliminar las barreras⁹⁶⁰ que introducen los mercados imperfectos, para conseguir el despliegue del gran potencial de eficiencia que llevan asociado.

En (McKinsey&Company, "Pathways to a Low Carbon Economy", 2009) se resalta el hecho de que un 50% del potencial de reducción de emisiones está asociado al desarrollo de nuevas infraestructuras⁹⁶¹, mientras que solo un 15% está asociado a la rehabilitación (el 35% restante es independiente de las infraestructuras). Si a esto le añadimos el hecho de que las nuevas infraestructuras introducen una esclavitud por un periodo de 40-100 años, resulta fundamental evitar las inversiones en

Figura 615. Curva global de costes de reducción de emisiones de CO₂e (McKinsey&Company, "Pathways to a Low Carbon Economy", 2009).

Curva de costes de medidas mundiales de mitigación de gases de efecto invernadero más allá de "seguir como hasta ahora" - 2030



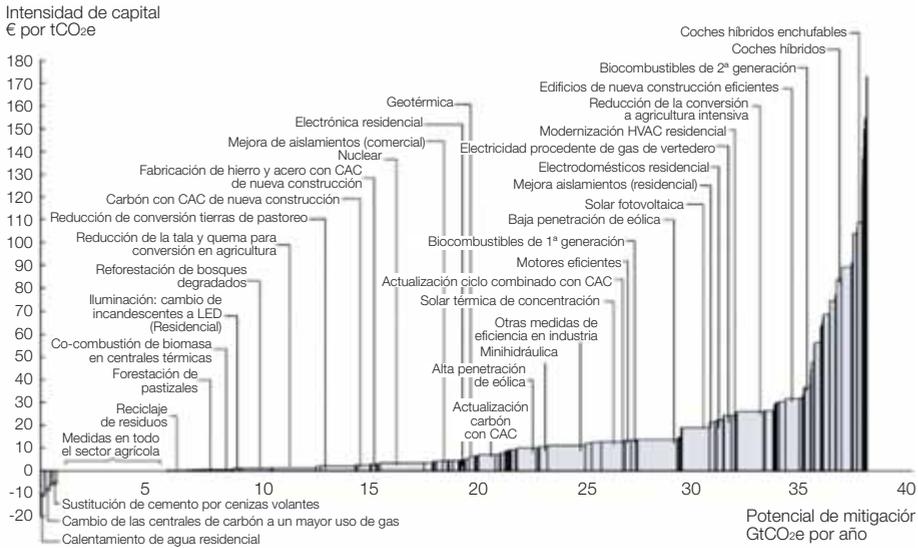
960 Barreras importantes en estos sectores son: elevado valor de la inversión inicial necesaria, baja repercusión económica del ahorro en el presupuesto total del usuario desagregado, y ausencia de repercusión de los efectos del ahorro sobre quien diseña y produce el equipo. Mecanismos adecuados para romper estas barreras son aquellos en los que se apoya el despliegue de inteligencia en el contexto E3.0: empresas de servicios energéticos vinculadas al desarrollo de los sistemas y equipos, empresas de movilidad vinculadas a los desarrolladores de vehículos, y agregadores de la demanda.

961 Este porcentaje claramente depende del sector considerado, y como veremos a continuación, para el caso del sector edificación, el potencial de la rehabilitación es muy superior.

Nota: la curva presenta una estimación del máximo potencial de todas las medidas técnicas para reducir los gases de efecto invernadero por debajo de 60€ por tCO₂ si cada una de ellas se persigue con fuerza. No es un pronóstico sobre el papel que jugarán las diferentes medidas y tecnologías. Fuente: *Global GHG Abatement Cost Curve v2.0*.

Figura 616. Curva global de intensidad de capital para la reducción de emisiones de CO₂e (McKinsey&Company, “Pathways to a Low Carbon Economy”, 2009).

Intensidad de Capital por medidas de mitigación



Fuente: *Global GHG Abatement Cost Curve v2.0.*

infraestructuras intensas en carbono y sustituirlas por infraestructuras de baja intensidad en carbono⁹⁶², pues los errores cometidos ahora actuarán como barreras y retrasos⁹⁶³ para desarrollar el proceso de transición.

Por último, (McKinsey&Company, “Pathways to a Low Carbon Economy”, 2009) también apunta la gran dependencia de los resultados en términos de costes de eliminación de CO₂ con la evolución del precio de la energía en el contexto BAU. Pasar del precio del barril de 60 \$-2005/barril empleado en esta referencia (escenario AIE), a un coste de 120 \$-2005/barril, implica que el coste medio de todas las medidas de reducción de emisiones pasara de los 4 €-2005/tCO₂ a un coste negativo de -15 €-2005/tCO₂.

Otra referencia reciente en la que se presenta información asociada a los costes del ahorro es (Fiona MacKenzie, Christine Pout, Les Shorrock, Alison Matthews and John Henderson, “Energy efficiency in new and existing buildings. Comparative costs and CO₂ savings”, BRE Trust, 2010). Esta referencia se centra en el sector edificación, y enfoca su análisis a comparar los potenciales y costes asociados a desplegar medidas de eficiencia en el parque de edificios existentes, y a desplegar las exigencias de la nueva regulación⁹⁶⁴ en el Reino Unido sobre el parque de edificios nuevos. Concluye que la aplicación del nuevo código (CSH) conduce a costes de eliminación de CO₂ positivos⁹⁶⁵, y resulta mayor el potencial de reducción de emisiones asociado a la rehabilitación que el de la

962 En España tenemos un ejemplo cercano de lo que se debería evitar: las excesivas inversiones en ciclos combinados desde el año 2000, cuando era el momento de invertir en energías renovables, no solo absorbió parte de los recursos financieros que podrían haberse dedicado al cambio del modelo energético, sino que ahora introduce una elevada rigidez y presión sobre el sistema energético, debido a que la entrada de capacidad de generación renovable reduce las horas de operación de los ciclos combinados y no permite que sus inversores obtengan el retorno previsto sobre la inversión.

963 En esta referencia también se apunta que un retraso de 10 años (empezar en 2020 en lugar de en 2010) en el inicio del despliegue de las medidas de reducción de emisiones imposibilitaría que el despliegue de este potencial nos condujera a una senda de estabilización de 400 ppm CO₂e, y resultaría incluso complicado alcanzar la senda que conduce a una estabilización en 550 ppm CO₂e.

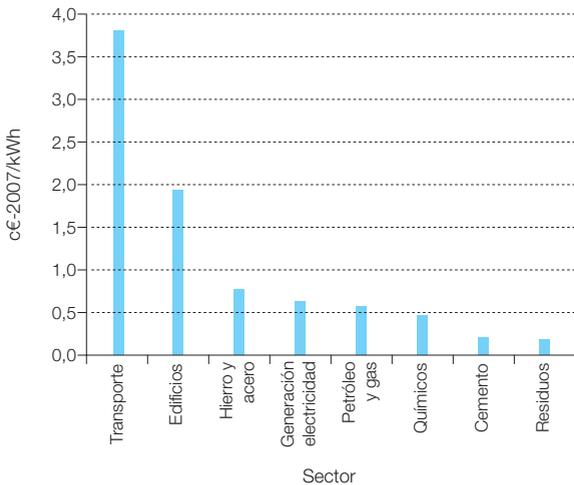
964 El CSH (code for sustainable homes) tiene 6 niveles de exigencia creciente. El nivel-5 es neutral para energía regulada, y el nivel-6 incluye la demanda no regulada en el alcance de neutralidad. El objetivo del gobierno del Reino Unido era que para 2016 todas las casas nuevas fueran nivel-6 (en este contexto, la neutralidad se refiere a equilibrar el consumo remanente de estos edificios con generación renovable).

965 Lo cual es en gran medida debido a los bajos costes de la energía que considera en el contexto BAU.

966 También concluye que construir con niveles 5 o 6 es más atractivo que los niveles 3 o 4 (menos exigentes) en términos de los costes de las emisiones y del potencial de reducción de emisiones: las medias tintas no parecen una opción adecuada.

967 Reducción de un 80% de emisiones de 1990 en 2050.

Figura 617. Costes del negavatio (en términos de la inversión) asociados al promedio de las medidas analizadas para cada uno de los sectores indicados. Procesado a partir de (McKinsey&Company, “Pathways to a Low Carbon Economy”, 2009).



nueva construcción⁹⁶⁶, aunque para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones del Reino Unido⁹⁶⁷ es imprescindible activar todas las medidas de reducción de emisiones, tanto en rehabilitación como en edificio nuevo, y todavía habrá que ir más allá des-carbonizando la red eléctrica.

El indicador empleado por esta referencia es una vez más el coste de reducción de emisiones, expresado en valor neto, y por tanto descontando los ahorros económicos asociados a la reducción de consumo de energía. A diferencia de otras referencias, en esta sí que se proporciona información sobre los coeficientes de emisiones y los costes de la energía a la que sustituyen los negavattos, por lo que es posible estimar los costes del negavatio a partir de los resultados presentados con un menor error. A modo de ejemplo, en la figura 618 recogemos la curva de costes de eliminación de CO₂ para la rehabilitación en el sector residencial. Como podemos ver, hay

una gran parte del potencial de reducción de emisiones que presenta costes en el ciclo de vida negativos. La cantidad de medidas con costes negativos sería incluso mayor en el caso de que se usaran unos costes de la energía más elevados⁹⁶⁸.

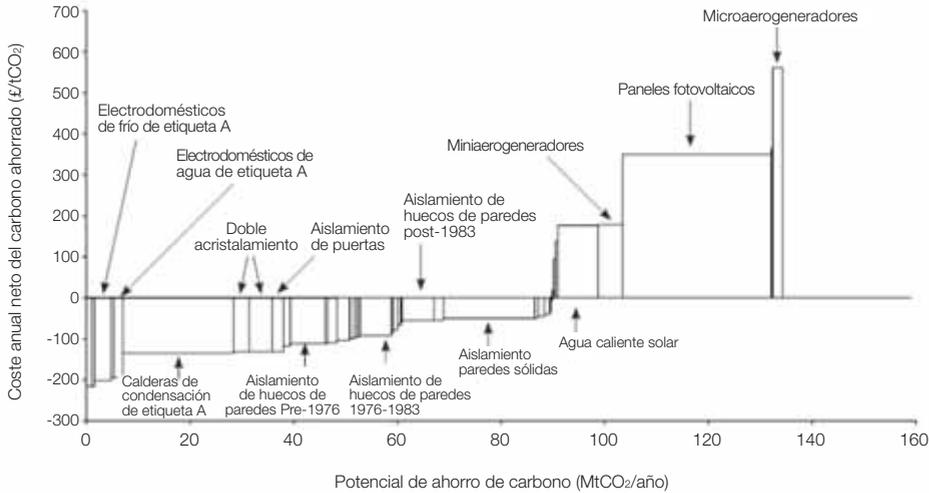
Procesado a partir de la información presentada en (Fiona MacKenzie, Christine Pout, Les Shorrock, Alison Matthews and John Henderson, “Energy efficiency in new and existing buildings. Comparative costs and CO₂ savings”, BRE Trust, 2010) una aproximación del coste del negavatio⁹⁶⁹, obtenemos la siguiente tabla para distintas medidas de eficiencia aplicables a la rehabilitación residencial. Evidentemente en estos resultados hay una cierta incertidumbre asociada al alcance de algunas de las medidas indicadas, así como a las tecnologías y métodos de implementación que se han supuesto, pero de cualquier forma proporciona un orden de magnitud del coste del ahorro asociado a distintas medidas de

⁹⁶⁸ Por ejemplo, para la electricidad esta referencia emplea un coste de 10,8 c€-2007/kWh, cuando el promedio del escenario BAU que nosotros hemos desarrollado conduce a un valor de 17,5 c€-2007/kWh. En el aporte de energía térmica, esta referencia considera costes incluso mucho más bajos: 3,1 c€-2007/kWh.

⁹⁶⁹ Expresado en términos del coste incremental respecto a la tecnología de referencia.

⁹⁷⁰ Se trata de una media aritmética, y no ponderada con el potencial de ahorro asociado a cada medida.

Figura 618. Curva de costes de reducción de emisiones para la rehabilitación de edificios residenciales proporcionada en (Fiona MacKenzie, Christine Pout, Les Shorrocks, Alison Matthews and John Henderson, “Energy efficiency in new and existing buildings. Comparative costs and CO2 savings”, BRE Trust, 2010).



eficiencia. Podemos observar cómo los costes indicados van desde valores negativos, hasta valores que en el rango de la eficiencia pueden situarse en torno a 5 c€-2007/kWh. El valor medio⁹⁷⁰ del coste del ahorro asociado al conjunto de las medidas apuntadas en esta tabla es de 1,16 c€-2007/kWh. También resulta interesante observar la gran diferencia de costes entre las medidas enfocadas a la eficiencia, y las correspondientes a la generación renovable, si bien es cierto que a bien seguro estos resultados no contemplan la evolución por las curvas de aprendizaje de las tecnologías consideradas (fotovoltaica y micro eólica), y se han limitado a introducir los costes actuales en el Reino Unido.

De este análisis podemos concluir que, por lo general, el coste del negavatio, tanto el obtenido por nosotros, como el que se puede deducir del análisis de la bibliografía, queda bien por debajo del coste máximo⁹⁷¹ 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.

⁹⁷¹ Evaluado más adelante en este informe.

Tabla 2. Estimación del coste del ahorro asociado a distintas medidas de eficiencia aplicadas a la rehabilitación energética en el sector residencial del Reino Unido.

Medida de eficiencia	Coste ahorro c€-2007/kWh
Reducción consumo stand-by	-1,84
TV con TDT integrada	-1,84
Equipos de frío clase-A++	-1,04
Hornos clase-A	-0,61
Calderas condensación clase-A	-0,03
Ventanas: simple → doble	0,02
Puertas aisladas	0,03
Aislamiento desván: 0 → 270 mm	0,36
Aislamiento cavidades pared pre-1976	0,51
Aislamiento suelo	0,57
Aislamiento desván: 25 → 270 mm	0,72
Aislamiento tuberías primario	0,85
Aislamiento cavidades pared (1976 - 1983)	0,92
Ventanas: simple → doble futuro	0,96
Aislamiento desván 50 → 270 mm	1,13
Termostatos calefacción por habitación	1,30
Aislamiento desván 75 → 270 mm	1,57
Aislamiento cavidades pared post-1983	1,72
Aislamiento paredes macizas	1,96
Aislamiento desván 100 → 270 mm	1,97
Válvulas termostáticas radiadores	2,06
Mejora estanqueidad aire	2,20
Aislamiento desván: 125 → 270 mm	2,30
Aislamiento desván: 150 → 270 mm	2,97
Ventanas: nueva doble → futuro doble	3,57
Placas cocina inducción	4,29
Iluminación eficiente	4,76
Fotovoltaica	31,32
Micro eólica	43,71

Grupo de aerogeneradores
y torres de luz en el parque
eólico de La Veleta,
en Monasterio de
Rodilla (Burgos).

© PEDRO ARMESTRE

