



Detalle de aerogeneradores pertenecientes al parque eólico Cogollos II, situado en Cogollos (Burgos).

©PEDRO ARMESTRE

Escenarios de cobertura de la demanda

11.1

Introducción

En este capítulo se presentan los resultados del análisis de la cobertura de la demanda de los contextos BAU y E3.0. Se han analizado cuatro casos, y se han combinado los dos escenarios de demanda (BAU y E3.0) con dos opciones de cobertura de la demanda en cada uno de ellos:

- Demanda energética BAU con generación BAU.
- Demanda energética BAU con generación 100 % renovable.
- Demanda energética E3.0 con generación 100 % renovable, sin gestión de la demanda.
- Demanda energética E3.0 con generación 100 % renovable, con gestión de la demanda.

El procedimiento seguido parte de la estructura de la demanda de energía final, y si se tienen en cuenta las características de cada una de las tecnologías consideradas, se dimensionan distintos mix de generación con capacidad de dar cobertura a la demanda. Una vez conocida la estructura del mix de generación, y la participación de cada una de las tecnologías consideradas en él, se toman los escenarios de costes desarrollados en el capítulo anterior, y con ellos se evalúa el coste total asociado a la cobertura de la demanda.

Los resultados presentan la estructura de la generación y de la demanda, los análisis de cobertura de la demanda (en base horaria³⁸), y los costes resultantes de cada una de las opciones consideradas, tanto en términos de coste anual absoluto, como en términos de coste relativo a la unidad de energía final suministrada.

La estructura de la generación con energías renovables se modela del mismo modo que en el estudio *Renovables 100%* (Greenpeace, 2007), se parte de simulaciones horarias provinciales de la generación disponible con cada tecnología, ponderada con la potencia instalada de cada una de esas tecnologías en cada mix considerado.

11.2

Estructura cronológica de la demanda energética

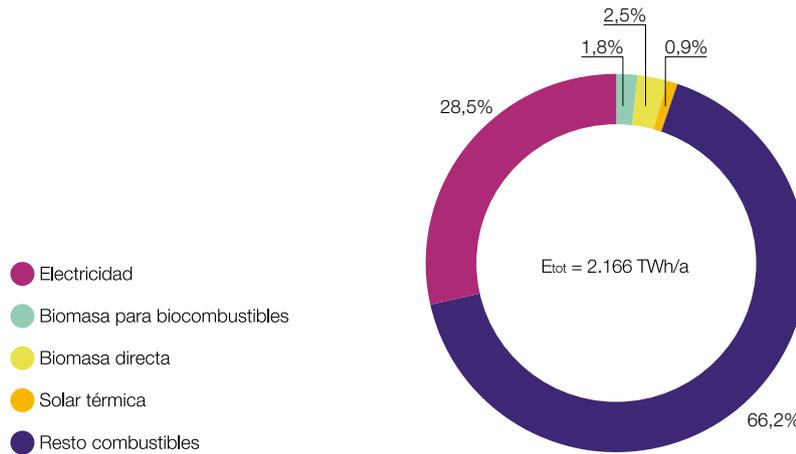
11.2.1 Demanda en el escenario de continuidad

Desde el punto de vista de la cobertura de la demanda es relevante la caracterización de la demanda de recursos energéticos. La figura 197 recoge la estructura de la demanda de recursos necesaria para la cobertura de la demanda en el escenario de continuidad (BAU) en el año 2050.

³⁸ Los análisis de cobertura de la demanda desarrollados en este estudio analizan la cobertura de la demanda a nivel horario durante un año entero.

Para analizar cómo cubrir la demanda hace falta considerar la variación de esta a lo largo del tiempo.

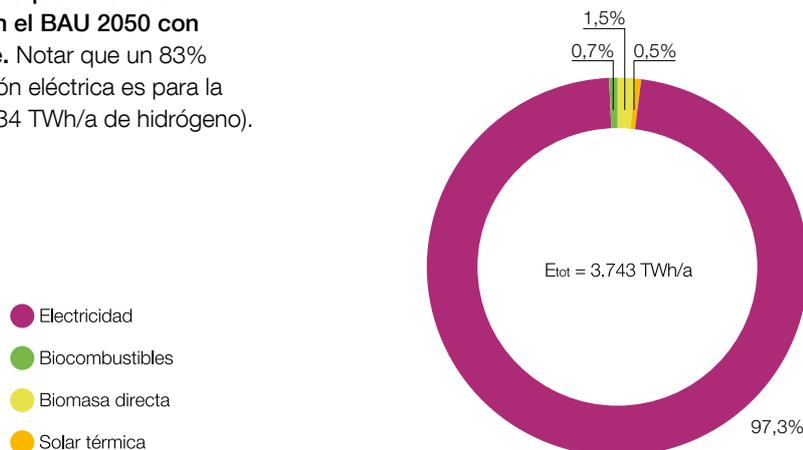
Figura 197 Estructura de la demanda de recursos BAU en 2050.



Para el caso de cobertura de la demanda BAU con generación 100 % renovable, la estrategia adoptada es la cobertura de la parte de demanda de energía final en forma de combustibles distintos a la biomasa (lo que para

un mix BAU se cubriría con combustibles fósiles) con hidrógeno producido a partir de electricidad de origen renovable. La figura 198 recoge los requerimientos de generación para este caso:

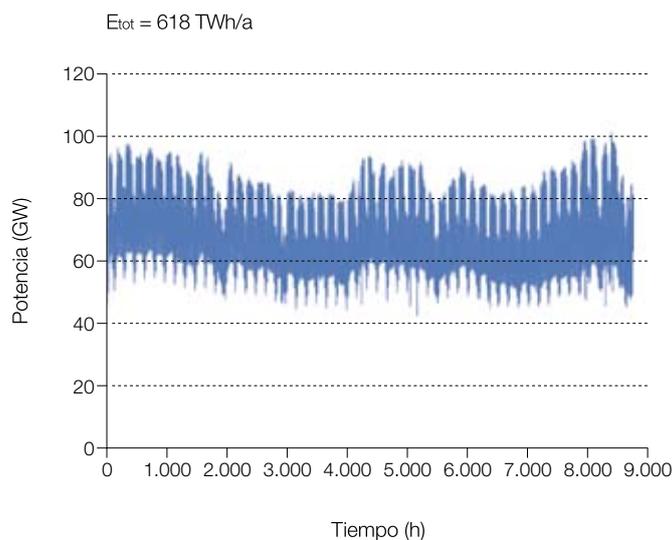
Figura 198 Estructura de los requerimientos de producción energética en el BAU 2050 con generación 100 % renovable. Notar que un 83% del requerimiento de generación eléctrica es para la producción de hidrógeno (1.434 TWh/a de hidrógeno).



Para analizar cómo cubrir la demanda, no basta con tener en cuenta la cantidad de energía que se necesita en cada forma, sino que hace falta considerar la variación de la demanda a lo largo del tiempo. Para ello se ha elegido la modulación temporal de la demanda eléctrica en el año

2008 (último año previo a la crisis económica) para describir la dependencia temporal de la demanda de electricidad en el contexto BAU. La figura 199 muestra esa variación de la demanda eléctrica a lo largo de un año, adaptada al escenario BAU 2050 desarrollado en este estudio.

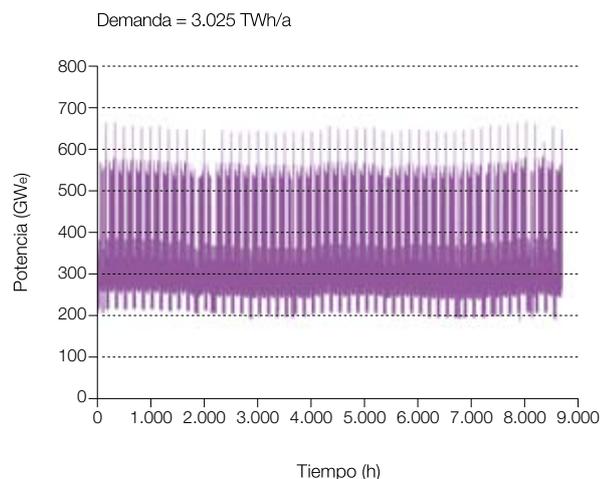
Figura 199 Evolución horaria de la demanda de electricidad en el contexto BAU para el año 2050.



Para el caso de estudio de la cobertura de la demanda BAU en el año 2050 con energías renovables, además de la modulación horaria de la demanda directa de electricidad, también es relevante la distribución horaria de la demanda de hidrógeno. La figura 200 recoge la

modulación horaria de la demanda de hidrógeno, en términos eléctricos equivalentes en barras de central, para el contexto BAU en el año 2050 en el caso con cobertura de la demanda con energías renovables:

Figura 200 Distribución horaria de la demanda de hidrógeno, en términos eléctricos equivalentes, para el contexto BAU en el año 2050 y el caso de cobertura de la demanda basándose en energías renovables.



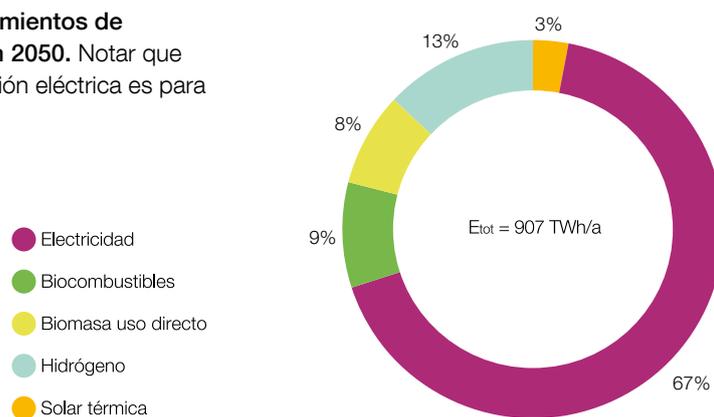
11.2.2 Demanda en el escenario de eficiencia

En el contexto de eficiencia (E3.0) la electrificación del sistema energético es mucho más elevada, y la participación del hidrógeno más limitada que para el

caso de la demanda BAU cubierta con generación 100% renovable. Por lo que respecta a los requerimientos de producción energética para este contexto, la figura 201 muestra la estructura de la producción energética requerida, donde se ve el gran dominio de la electricidad.

Para la recarga de vehículos eléctricos se considera la opción de la interacción bidireccional (V2G) entre estos vehículos y el sistema eléctrico, de tal forma que la capacidad de acumulación y potencia de los vehículos eléctricos se convierten en mecanismos de flexibilidad para la regulación del propio sistema eléctrico.

Figura 201 Estructura de los requerimientos de producción energética para E3.0 en 2050. Notar que un 41% del requerimiento de generación eléctrica es para producción de hidrógeno.

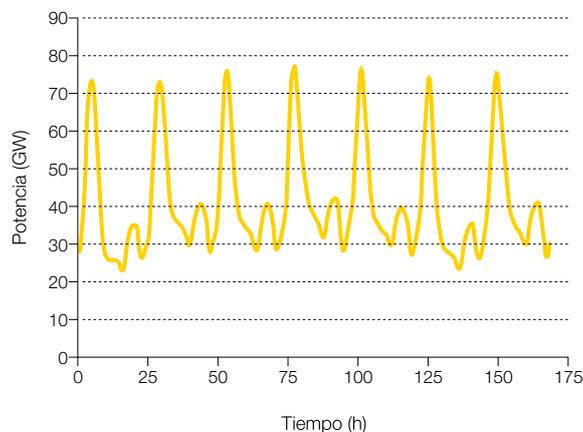


La modulación horaria de la demanda cronológica en el contexto E3.0 se apoya en los resultados de los análisis subsectoriales llevados a cabo (edificación, transporte y resto).

Por lo que se refiere a la demanda de electricidad directa³⁹, nos encontramos con dos casuísticas distintas que afectan a la distribución horaria de la demanda, y que están principalmente asociadas a la forma en que se procede a la recarga de los vehículos eléctricos.

Uno de los casos analizados corresponde a la situación en que se procede a la recarga nocturna de los vehículos eléctricos, con la finalidad de allanar la curva de carga actual del sistema eléctrico, que denominamos recarga BAU. Este efecto se aprecia en la figura 202, donde se muestra la secuencia horaria de la demanda de electricidad directa para este caso a lo largo de una semana: ante la gran diferencia entre el máximo de demanda (siete máximos en la semana, uno por cada día) y el mínimo (cada noche), la recarga nocturna de los vehículos eléctricos rellena en parte ese valle.

Figura 202 Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga BAU de los vehículos eléctricos, a lo largo de la semana 1 (enero).

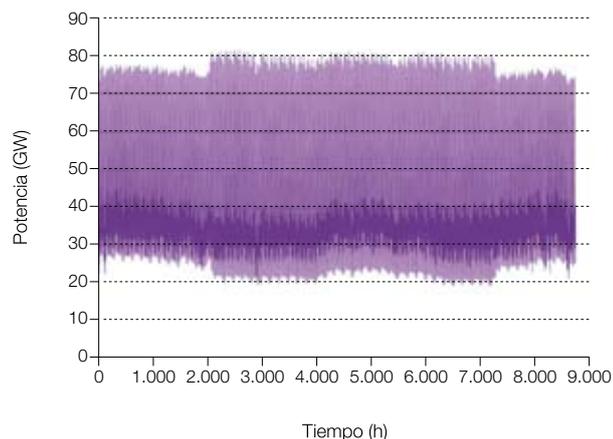


Para analizar la cobertura de la demanda, se considera la variación de la demanda a lo largo de todo el año. La

figura 203 es como la anterior, pero mostrando un año completo.

³⁹ Denominamos electricidad directa al consumo de electricidad que no se emplea para la producción de hidrógeno.

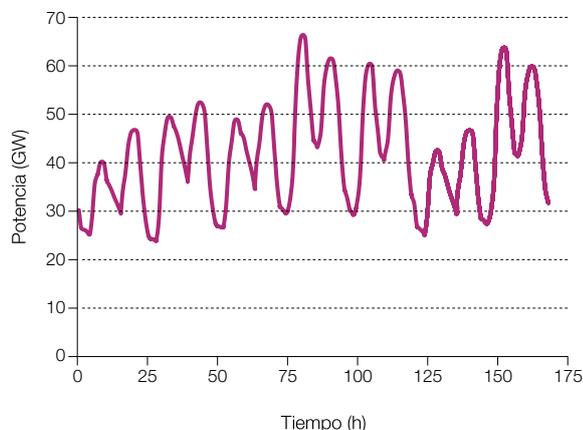
Figura 203 Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga BAU de los vehículos eléctricos, a lo largo de todo el año.



La otra opción considerada para la recarga de vehículos eléctricos es la de interacción bidireccional (V2G⁴⁰) entre estos vehículos y el sistema eléctrico, de tal forma que la capacidad de acumulación y potencia de los vehículos eléctricos pasan a constituir mecanismos de flexibilidad para la regulación del sistema eléctrico. En estas condiciones no existe una curva de demanda eléctrica predeterminada, sino que esta se define dinámicamente en cada instante según la evolución de la demanda, la capacidad de generación, y la interacción con el parque de vehículos. Como

punto de partida de las simulaciones correspondientes a esta situación, se ha partido de una demanda inicial de electricidad directa que incluye la demanda asociada al transporte eléctrico con la modulación horaria con la que se cubre la demanda de movilidad. En la figura 204 se muestra cómo variaría la demanda eléctrica en este caso a lo largo de la misma semana mostrada en el caso anterior. Se aprecia cómo ya no tiene por qué existir un máximo y un mínimo cada día, sino que están interaccionando la demanda de movilidad y la demanda de electricidad.

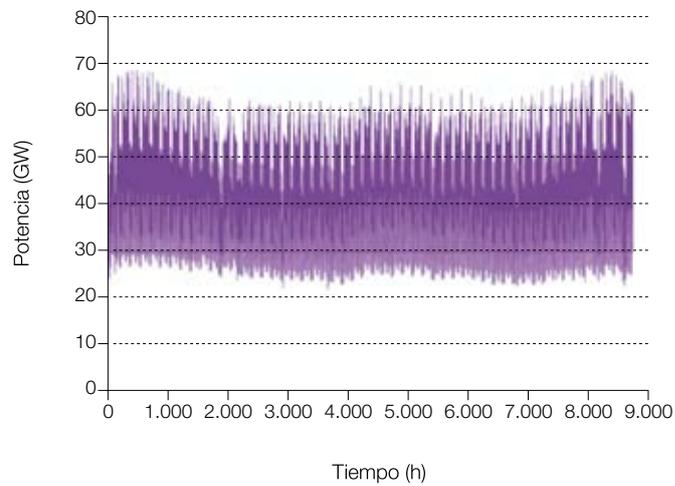
Figura 204 Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga V2G de los vehículos eléctricos a lo largo de la semana 1 (enero).



⁴⁰ V2G: Vehicle To Grid. Método de recarga de vehículos eléctricos en el que se realiza una interacción bidireccional entre estos vehículos y el sistema eléctrico.

En la figura 205 se muestra la modulación horaria de la demanda eléctrica para este caso a lo largo de todo el año:

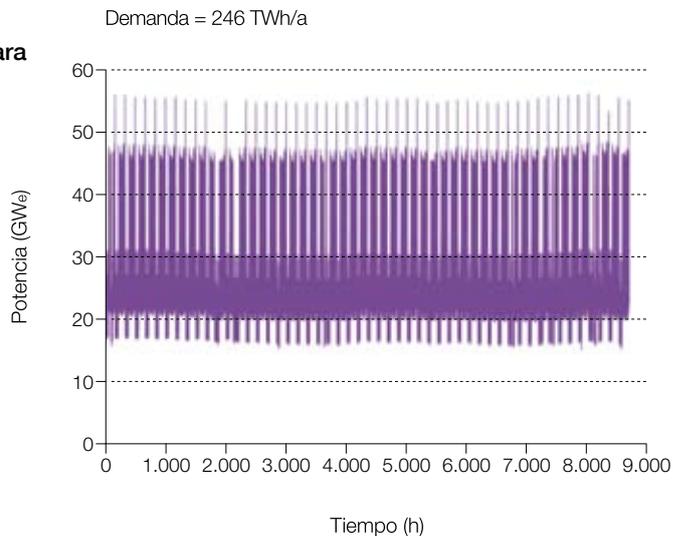
Figura 205 Evolución horaria de la demanda de electricidad directa (en barras de central) en el contexto E3.0 para el año 2050 para el caso de recarga V2G de los vehículos eléctricos a lo largo de todo el año.



El otro vector energético para el que resulta relevante la distribución horaria de su demanda es el hidrógeno. En la figura 206 se recoge la distribución horaria de la

demanda de hidrógeno en uso final para el contexto E3.0 en el año 2050, y en términos eléctricos equivalentes.

Figura 206 Distribución horaria de la demanda de hidrógeno en términos eléctricos equivalentes, para el contexto E3.0 y el año 2050.



11.3

Cobertura de demanda en el escenario de continuidad

En este punto, partiendo de los escenarios de demanda y costes anteriormente presentados, se analiza la cobertura de la demanda en el contexto de continuidad (BAU), con el objetivo final de determinar los costes relativos y absolutos asociados a la cobertura de esta demanda. Se analizan dos casos: un mix de generación BAU y otro 100% renovable.

11.3.1 Cobertura de la demanda con generación BAU

En primer lugar se analiza la cobertura de la demanda de electricidad con el mix de generación BAU.

Las figuras 207 a 210 muestran la estructura de los mix de generación eléctrica BAU, para los años 2007 y 2050, tanto en términos de potencia instalada como de contribución a la cobertura de la demanda.

El mix BAU para el año 2050 toma como punto de partida el escenario para el año 2020 acordado en 2010 por la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española del Congreso, sobre el que se incrementan las potencias para cubrir la demanda BAU 2050, y se reducen los factores de capacidad de las tecnologías 'convencionales' para regular la creciente participación renovable, y de las renovables por no conseguir integrar toda su capacidad de generación como consecuencia de la rigidez del sistema. Como se ve, el sistema eléctrico para el mix BAU, con unos 201 GW_e de potencia instalada, produce del orden del 29% de la energía empleada para cubrir la demanda (el resto son combustibles), e implementa un 38% de generación de origen renovable.

Figura 207 Estructura de la potencia del mix de generación eléctrica para el BAU en 2007.

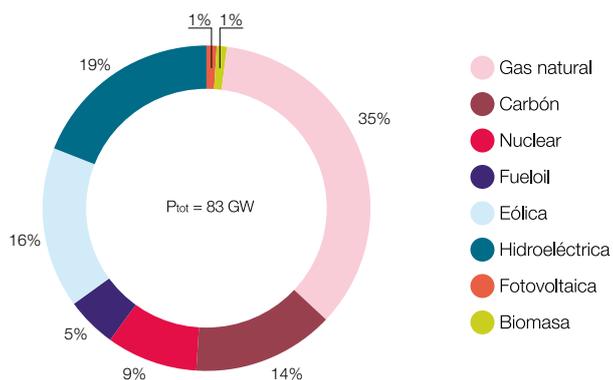
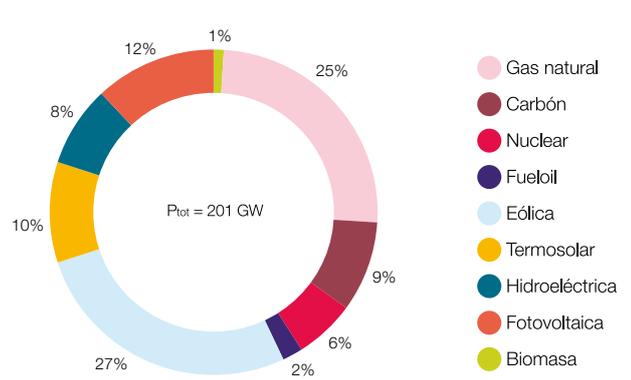


Figura 208 Estructura de la potencia del mix de generación eléctrica para el BAU en 2050.



Para la cobertura de la demanda BAU con generación 100% renovable, el sistema de generación y acumulación de hidrógeno constituye uno de los elementos principales de integración del sistema energético.

Figura 209 Estructura de la generación eléctrica para el mix BAU en 2007.

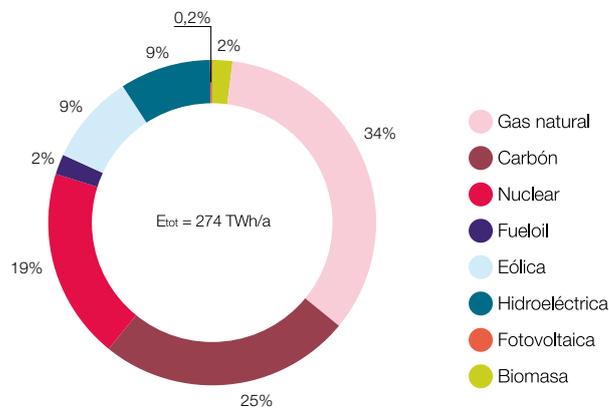
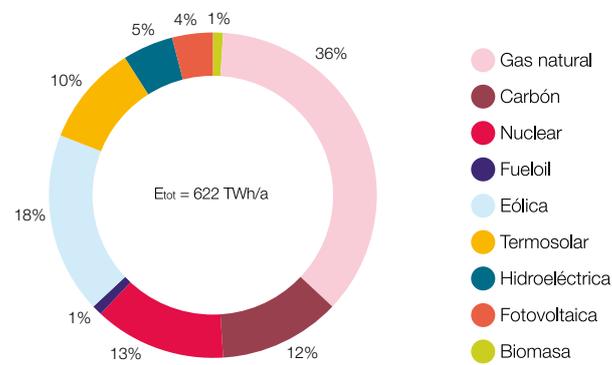


Figura 210 Estructura de la generación eléctrica para el mix BAU en 2050. La generación eléctrica mostrada es en barras de central, e incluyen los efectos del bombeo hidroeléctrico.



Por último, se analiza la cobertura de la demanda de combustibles para uso no eléctrico.

En las figuras 211 y 212 se muestra la estructura del consumo de combustibles adicionales a los empleados

para la generación eléctrica en el contexto BAU para los años 2007 y 2050, necesarios para cubrir la demanda BAU y que excluyen las aportaciones de la energía solar térmica.

Figura 211 Estructura del consumo de combustibles en el BAU 2007.

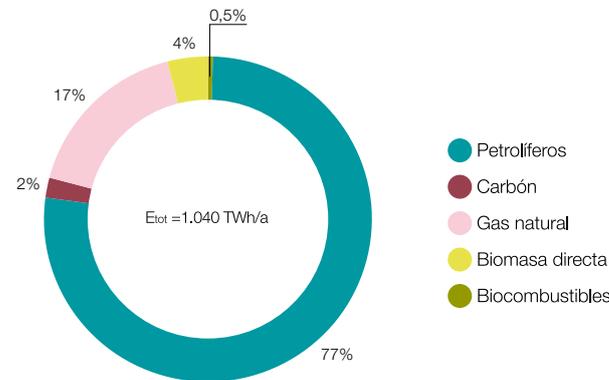
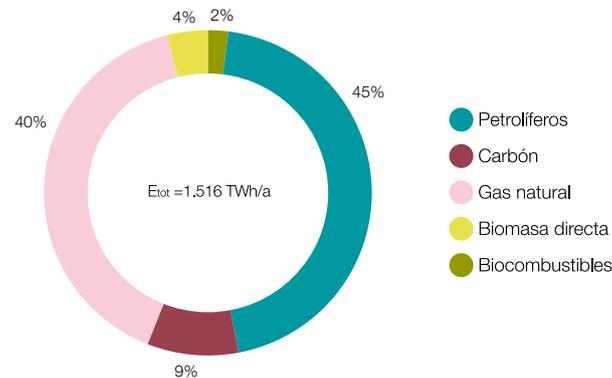


Figura 212 Estructura del consumo de combustibles en el BAU 2050.



11.3.2 Cobertura de la demanda con generación renovable

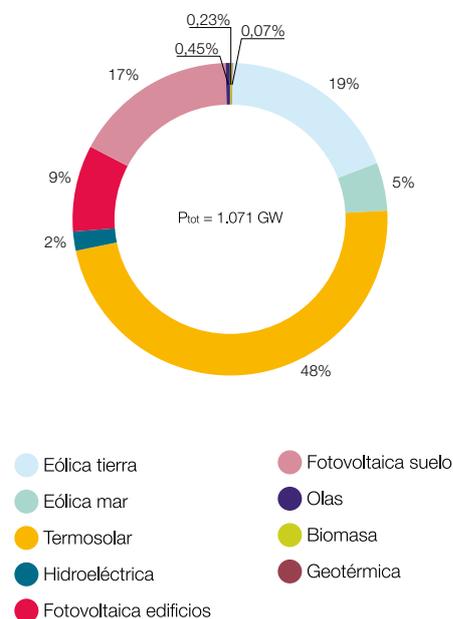
De nuevo se parte de la demanda BAU, pero en este caso se analiza la cobertura de dicha demanda con un sistema de generación 100 % renovable. El planteamiento es el de integración vía electricidad apuntado en el informe *Renovables 100 %* (Greenpeace, 2007): como para cubrir la totalidad de la demanda de electricidad directa con energías renovables resultaba un excedente de electricidad disponible, ésta se emplea para producir hidrógeno, el cual da cobertura al grueso de la demanda de combustibles en el contexto BAU. La forma de hacerlo es partir de un mix de generación renovable con capacidad de dar cobertura a la demanda directa de electricidad, y sobredimensionar su capacidad de generación hasta que el excedente de capacidad de generación eléctrica proporcione la electricidad necesaria para generar el hidrógeno requerido.⁴¹

El mix de generación ha de adaptarse para su aplicación al escenario BAU de este informe, por varios motivos: respecto a la demanda de electricidad del escenario empleado en el informe *Renovables 100 %* (Greenpeace, 2007), la del escenario BAU de este informe es considerablemente superior (ya que el escenario de población es muy superior, hay una mayor electrificación de todos los subsectores energéticos, y se usa una metodología bastante más detallada para elaborar los escenarios de demanda) y a ello hay que añadir que ahora se plantea un sistema energético integrado, en el cual el mix de generación renovable debe tener capacidad de cubrir el grueso de la demanda de combustibles además de la demanda eléctrica directa.

A continuación se presenta un mix de generación que proporciona una cobertura total de la demanda⁴² ($SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$), para lo cual requiere la instalación de un múltiplo solar⁴³ de $SM = 10.6$. Las

figuras 213 y 214 muestran la estructura de la potencia instalada en este mix, con un total de 1.071 GW, así como la distribución de la cobertura de la demanda total de electricidad (directa y para generación de hidrógeno) entre las distintas tecnologías. Los costes de la electricidad producida serían en este caso de $LEC_{2007} = 15.5 \text{ c€-2007/kWh}$ y $LEC_{2050} = 4.4 \text{ c€-2007/kWh}$.

Figura 213 Distribución de la potencia instalada en el mix dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10,6$; $C = 1,5 \text{ TWh}$; $SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$; $F_{\text{dissipada}} = 0\%$; $A_{\text{territorio}} = 18,9\%$; $LEC_{2007} = 15,5 \text{ c€-2007/kWh}$; $LEC_{2050} = 4,4 \text{ c€-2007/kWh}$.



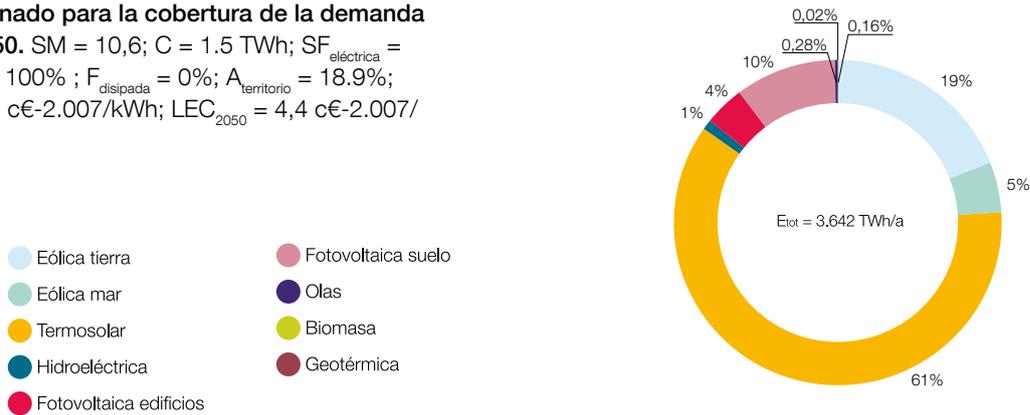
⁴¹ La gran demanda de combustibles en el contexto BAU conduce al requerimiento de un gran sobredimensionado del sistema eléctrico en relación a la demanda de electricidad directa, lo cual proporciona un importante mecanismo de flexibilidad para la cobertura de la demanda eléctrica, y reduce los requerimientos de otros mecanismos de flexibilidad que resultaban mucho más determinantes en el caso de que el sistema de generación 100 % renovables tan solo tuviera que hacerse cargo de la demanda de electricidad directa. En efecto: la potencia eléctrica instalada para proporcionar la cobertura de la demanda del total del sistema energético del contexto BAU con el mix 100 % renovable es del orden de 1.071 GW_g, mientras que para la cobertura de la demanda de electricidad directa bastarían del orden de 222 GW_g.

⁴² Como en el informe *Renovables 100 %* (Greenpeace, 2007), en este se emplea la fracción solar (SF) para indicar el grado de cobertura de la demanda. La SF se define como el cociente entre la cobertura de la demanda proporcionada por el mix de generación considerado, y la demanda total.

⁴³ Como en el informe *Renovables 100 %* (Greenpeace, 2007), en este se emplea el múltiplo solar (SM) para caracterizar el tamaño relativo del mix de generación considerado en relación a la demanda. El SM se define como el cociente entre la potencia nominal del mix de generación, y el máximo de la demanda horaria a la que se somete el mix de generación. Para facilitar la comparación entre todos los casos, el denominador del múltiplo solar siempre es el máximo horario de la demanda de electricidad directa a la que se ve sometido el mix de generación.

A partir de 2050 la solución basada en generación 100 % renovable presenta unos costes estables en el tiempo, mientras que la correspondiente al mix BAU seguirá siendo cada vez más cara.

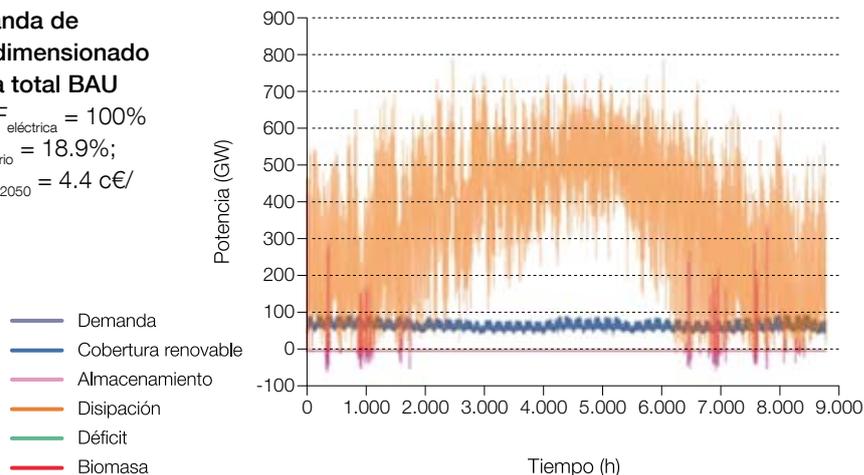
Figura 214 Estructura de la generación eléctrica del mix dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. SM = 10,6; C = 1.5 TWh; SF_{eléctrica} = 100% ; SF_{tot} = 100% ; F_{disipada} = 0%; A_{territorio} = 18.9%; LEC₂₀₀₇ = 15,5 c€/2.007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 4,4 c€/2.007/kWh.



En la figura 215 se reproduce el resultado del proceso de análisis de la cobertura de la demanda de electricidad directa para este mix. Se aprecia el dominio de la

'disipación' del sistema eléctrico, que en este caso de sistema energético integrado se usa en su totalidad para producir el hidrógeno requerido.

Figura 215 Cobertura de la demanda de electricidad directa para el mix dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. SM = 10.6; C = 1.5 TWh; SF_{eléctrica} = 100% ; SF_{tot} = 100% ; F_{disipada} = 0%; A_{territorio} = 18.9%; LEC₂₀₀₇ = 15.5 c€/2007/kWh; LEC₂₀₅₀ = 4.4 c€/kWh.



El sistema de generación y acumulación de hidrógeno constituye uno de los elementos principales de integración del sistema energético, y permite integrar todo el excedente horario de capacidad de generación eléctrica y acoplar las secuencias temporales de generación renovable y de demanda de combustibles. Para obtener una cobertura total de la demanda (SF_{tot} = 100%) este mix necesita 282 TWh_{H₂} de capacidad de acumulación, equivalente a una reserva de 72 días, para

no desperdiciar capacidad de generación proporcionada por el mix de generación eléctrica.

Las figuras 216 y 217 presentan la evolución de la potencia de carga y descarga de la acumulación de hidrógeno (en términos eléctricos equivalentes), así como la evolución del estado de carga de la reserva total de hidrógeno a lo largo del año. Adicionalmente a esta capacidad de acumulación de hidrógeno, se requiere una potencia total de generación de hidrógeno de 799 GW_e.

Figura 216 Evolución de las potencias de carga y descarga del sistema de acumulación de hidrógeno para el mix dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10.6$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 18.9\%$.

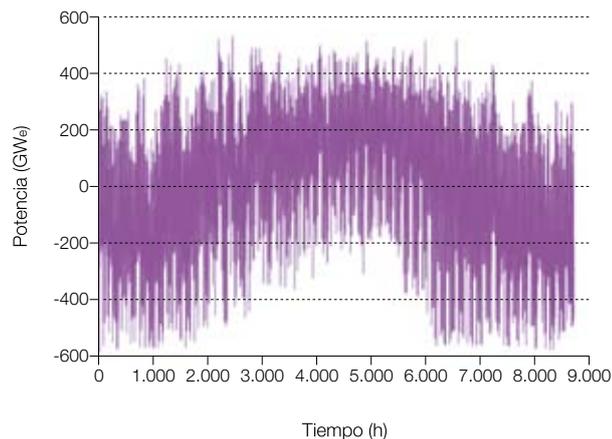
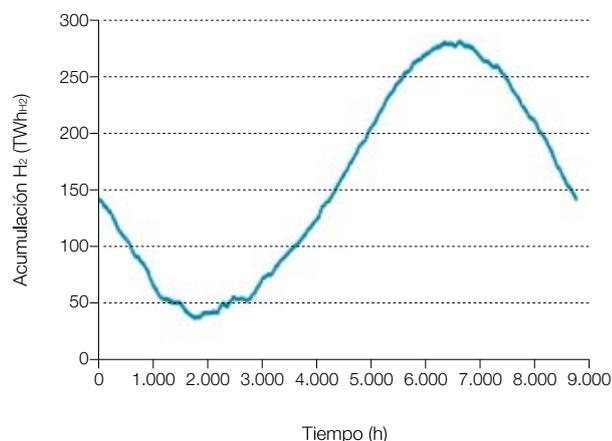


Figura 217 Evolución del estado de carga del sistema de acumulación de hidrógeno para el mix dimensionado para la cobertura de la demanda total BAU 2050. $SM = 10.6$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $A_{territorio} = 18.9\%$.



11.3.3 Coste total del sistema energético

En este apartado se evalúan los costes del total del sistema energético, que comprenden el coste de la electricidad producida, los combustibles fósiles adicionales a los empleados para generación de electricidad, la biomasa directa, los biocombustibles, la solar térmica, la capacidad de generación y de acumulación de hidrógeno y las emisiones.

Además de los costes específicos por unidad de energía (LEC)⁴⁴ se presentan los costes absolutos. Desde el punto de vista de la evaluación de los efectos de las medidas de eficiencia e inteligencia que se incorporarán en el contexto E3.0, lo relevante es el coste anual

absoluto asociado a la producción de energía, pues aunque el coste específico (LEC) resulte superior al desplegar eficiencia e inteligencia, es en el coste absoluto donde se ven reflejadas las ventajas económicas de estas medidas.

En primer lugar se muestran los costes del sistema de **generación BAU**.

En la estructura de costes del contexto BAU con un sistema de generación BAU se diferencian los costes asociados a las emisiones de CO₂ y los correspondientes a la energía, y dentro de estos, los costes correspondientes a la producción de electricidad, y los asociados al resto del consumo de energía final

⁴⁴ En este apartado los LEC se refieren a la energía final consumida.

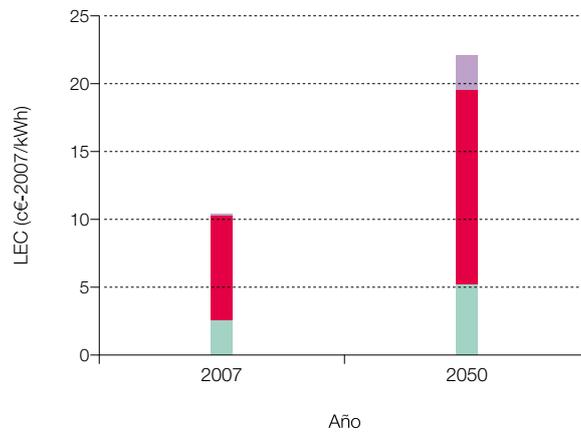
Para cubrir la demanda BAU, el ahorro proporcionado por la opción del mix 100 % renovable frente al mix BAU asciende en valor promedio a 55.556 M€-2007/a.

(principalmente dominados por los combustibles fósiles, pero con contribuciones de biomasa y solar térmica).

En la figura 218 se recoge la estructura del LEC total del sistema energético para el contexto BAU.

Figura 218 Estructura de los LEC para suministro del total de energía final en el contexto de demanda BAU con generación BAU, y para los años 2007 y 2050.
El LEC viene expresado en términos de energía final suministrada.

- Emisiones
- Resto
- Electricidad



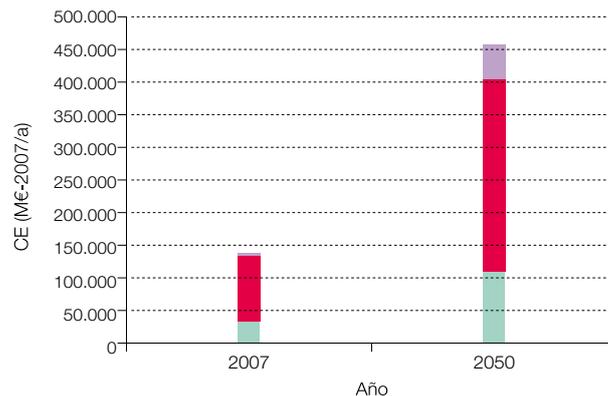
El considerable incremento del coste específico en el año 2050 es consecuencia principalmente de la inflación incremental a la que se ven sometidos los combustibles fósiles. Además, para el año 2050, el coste específico de las emisiones es superior, ya que se considera que para entonces no hay asignación gratuita de derechos de emisión y que todos los sectores deben pagar por sus emisiones. Por otro lado, aunque el coste específico de la electricidad es superior al del resto de componentes energéticos, en el año 2050 la diferencia ya es pequeña, como consecuencia de la estabilización de los precios que tiene la contribución renovable en el sistema

eléctrico incluso con este sistema de generación BAU. De todas formas, en este contexto la electricidad es un componente secundario del coste total, dominando el resto de formas de energía final suministradas (principalmente los combustibles fósiles). Por todo ello, para 2050 cabe esperar que el LEC total del sistema energético sea más del doble del que había en 2007.

La figura 219 recoge la estructura del coste total de energía normalizado. Como puede verse, los efectos combinados de la inflación de los combustibles y el incremento de la demanda conducirían a triplicar el coste total en el año 2050 respecto al del año 2007.

Figura 219 Estructura del coste total normalizado asociado al suministro de energía final en el contexto de demanda BAU con generación BAU, y para los años 2007 y 2050.

- Emisiones
- Resto
- Electricidad



En el caso de cobertura de la demanda BAU en 2050 con energías renovables, en la estructura de costes se diferencia el coste asociado a la acumulación y generación de hidrógeno, dado que en el caso de inclinarse por un sistema energético que se apoyara en el hidrógeno como vector energético sería preciso desarrollar esta estructura de acumulación como consecuencia del cambio. El otro elemento diferenciado en la estructura de costes (total excepto hidrógeno), incluye los otros componentes de coste del sistema energético (generación eléctrica, combustibles, etc.).

Las figuras 221, 222 y 223 muestran el LEC y el coste total, para el caso en que se incluye la hibridación termosolar⁴⁵. La diferencia entre los casos sin y con hibridación termosolar es escasa, motivo por el cual sería recomendable incluir la hibridación de cara a incrementar la seguridad de suministro del sistema eléctrico, a pesar de que en este caso es redundante⁴⁶ y contribuye tan solo a incrementar la seguridad de suministro en el sistema eléctrico.

Figura 220 Coste específico (LEC) del conjunto del sistema energético con demanda BAU y cobertura 100% renovable para los años 2007 y 2050. El LEC se expresa por unidad de energía final. Aparece diferenciada la contribución de la acumulación y generación de hidrógeno. Caso incluyendo hibridación termosolar para aumentar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.

- Acumulación hidrógeno
- Generación hidrógeno
- Total excepto hidrógeno

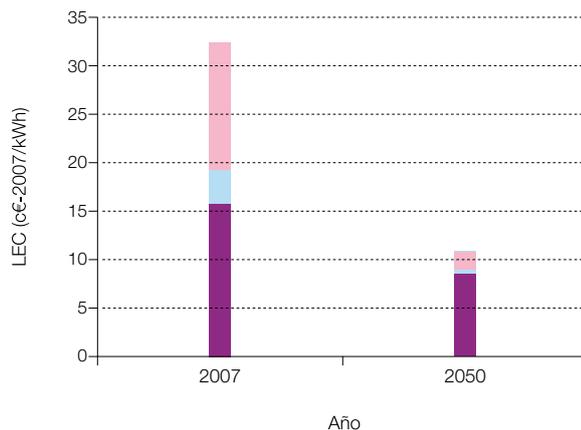
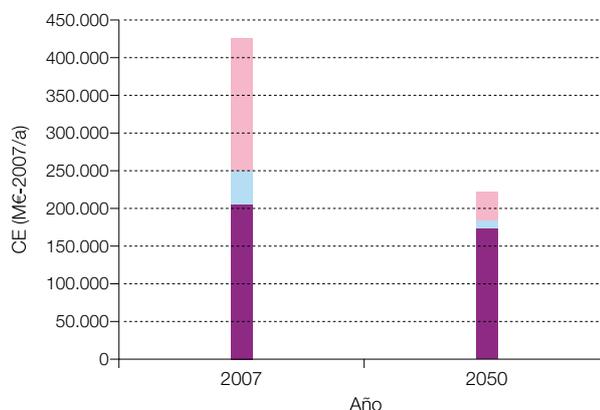


Figura 221 Coste total del conjunto del sistema energético con demanda BAU y cobertura 100% renovable para los años 2007 y 2050. Aparece diferenciada la contribución de la acumulación y generación de hidrógeno. Caso incluyendo hibridación termosolar para aumentar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.

- Acumulación hidrógeno
- Generación hidrógeno
- Total excepto hidrógeno



⁴⁵ Plantas híbridas termosolares, donde se utiliza biomasa/biogás como combustible de apoyo.

⁴⁶ Porque para el contexto BAU, debido a la gran demanda de hidrógeno, se requiere un gran sobredimensionado del parque generador respecto a la demanda de electricidad directa, lo cual trae como consecuencia que para la cobertura de la demanda eléctrica no sea precisa la capacidad de regulación que proporciona la hibridación termosolar.



Detalle de radiador doméstico utilizado dentro del sistema de calefacción de carbón en un domicilio de Madrid.

De estos resultados se puede extraer la conclusión del elevado peso relativo de la acumulación de hidrógeno sobre la estructura de costes del sistema energético al inicio del escenario, debido principalmente al coste específico de la acumulación de hidrógeno y al volumen de acumulación de hidrógeno requerido en el contexto BAU como consecuencia de la alta demanda de hidrógeno. En el año 2050 el peso relativo asociado a la acumulación de hidrógeno se reduce de forma muy significativa, como consecuencia principalmente de la reducción del coste específico de acumulación de hidrógeno, y por la mayor electrificación del sistema energético.

Por último, se muestra una comparativa de los costes entre la generación BAU y la generación renovable.

Las figuras 222 y 223 recogen la comparativa de costes del contexto BAU al emplear una generación BAU o una generación 100% renovable, tanto en términos de LEC como de coste total. No se ha incluido, para el caso de suministro 100% renovable, el coste correspondiente a la acumulación de hidrógeno (aunque sí los correspondientes a la generación de hidrógeno), porque para el caso de generación BAU tampoco se incluyen los costes asociados al almacenamiento de combustibles fósiles. Por otro lado, los costes del caso con generación 100% renovable incluyen los costes de la hibridación termosolar.

Figura 222 Comparativa de los LEC del suministro de energía final total, en el contexto de demanda BAU, y con generación BAU y 100% renovable. El coste 100% renovable no incluye el coste asociado a la acumulación de hidrógeno, aunque sí a su generación.

● Mix BAU
● 100% Renovables

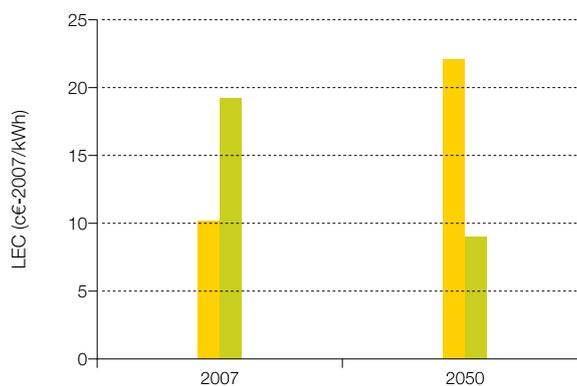
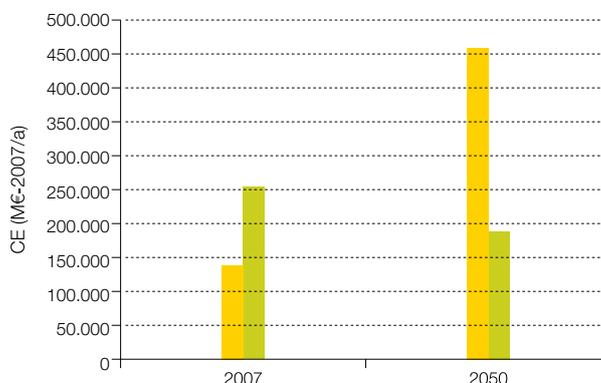


Figura 223 Comparativa de los costes normalizados totales asociados al suministro de energía final total, en el contexto de demanda BAU, y con generación BAU y 100% renovable. El coste 100% renovable no incluye el coste asociado a la acumulación de hidrógeno, aunque sí a su generación.

● Mix BAU
● 100% Renovables



En términos de coste específico (LEC) se ve cómo en el año 2007 la solución basada en energías renovables resulta considerablemente más cara que la del mix BAU, ya que el LEC del año 2007 para el

caso de la generación 100% renovable se encuentra considerablemente afectado por la inversión asociada a la infraestructura de generación de hidrógeno, que se usa con un factor de capacidad relativamente bajo. Sin

embargo, en el año 2050 las tendencias se invierten, y la solución 100 % renovable permite estabilizar el coste de la energía en valores inferiores a los del mix BAU en el año 2007. En valor medio en el periodo 2007-2050, la solución con generación 100 % renovable también resulta más económica (la opción del mix BAU conduce a un LEC de 16.3 c€/2007/kWh, mientras que la opción del mix 100 % renovable conduce a un LEC de 14,4 c€/2007/kWh), pero lo más importante es que a partir del año 2050 la solución basada en generación 100 % renovable presenta unos costes estables en el tiempo, mientras que la correspondiente al mix BAU seguirá siendo cada vez más cara. Por tanto, incluso en el caso del contexto BAU de demanda, la solución basada en una generación 100 % renovable resulta muy ventajosa desde una perspectiva económica respecto a la alternativa de mantener el mix BAU.

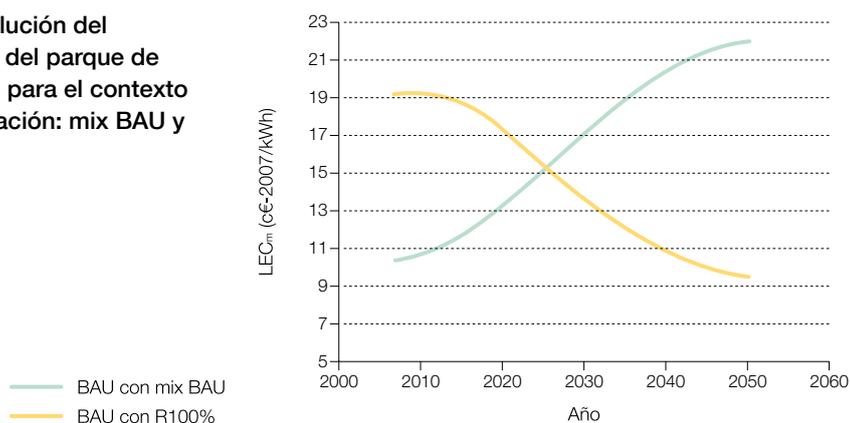
En cuanto a los costes totales, se ve cómo en el año 2050, y a pesar del crecimiento de la demanda, la generación 100 % renovable proporciona un coste total del abastecimiento energético inferior al del año 2007 con generación 100 % renovable, y tan solo ligeramente superior al coste del año 2007 con mix BAU.

Si se incluyen los costes correspondientes a la acumulación del hidrógeno, la opción 100 % renovable en el año 2007 se ve fuertemente penalizada, tanto a nivel de LEC como de coste total, si bien en el año 2050 la diferencia es mucho más pequeña como consecuencia de la reducción de los costes específicos de acumulación de hidrógeno. La opción 100 % renovable sigue siendo más favorable a largo plazo, pero dada la necesidad de esta nueva infraestructura de acumulación de hidrógeno, parece conveniente limitar la participación del hidrógeno⁴⁷ en la cobertura de la demanda durante los primeros años, hasta que se reduzca el coste de acumulación.

11.3.4 Evolución temporal de costes

La figura 224 recoge la comparativa directa entre los LEC promedio del parque de generación existente en cada año (LEC_m) para el contexto de demanda BAU y los dos casos de mix BAU y mix 100 % renovable. Como se ve, en torno al año 2025 ya se alcanzaría una paridad de costes, y a partir de este instante la opción del mix 100 % renovable proporcionaría unos ahorros rápidamente crecientes que se prolongarían indefinidamente más allá del año 2050.

Figura 224 Comparación de la evolución del LEC correspondiente al promedio del parque de generación existente en cada año para el contexto BAU y las dos opciones de generación: mix BAU y 100% renovables.



En la figura 224 se aprecia la ventaja en términos de estabilización y reducción de costes futuros del sistema energético que proporciona la opción del mix 100 % renovable frente al mix BAU. Esta es una de las mayores

contribuciones de los modelos basados en energías renovables. A partir del año 2050 hacia adelante, haber acometido este proceso de reconversión del mix BAU hacia el sistema 100 % renovable, deja una situación con

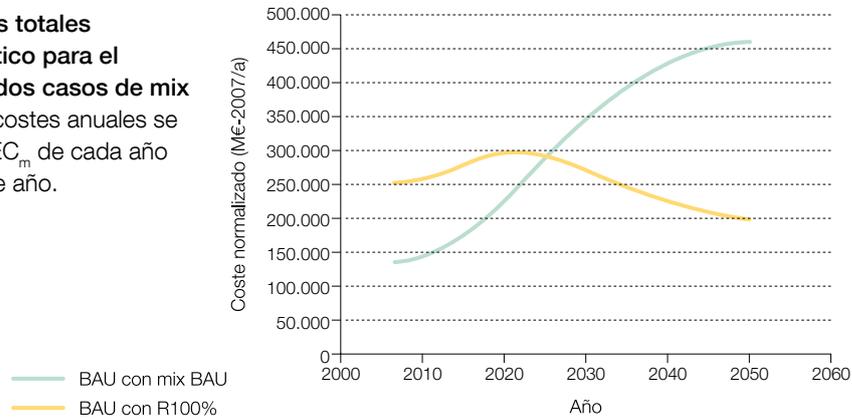
⁴⁷ Para ello, la primera opción es la eficiencia para limitar la demanda de energía final, y en segundo lugar, la sustitución parcial y temporal del hidrógeno mediante un mayor uso de biomasa en las etapas iniciales.

La eficiencia del contexto E3.0 proporciona una reducción muy importante de la infraestructura energética necesaria, tanto para generación de electricidad como para generación y acumulación de hidrógeno.

unos costes estables de la energía final suministrada del orden de 8.9 c€/2007/kWh, frente al escenario al que conduciría seguir con el mix BAU con unos costes en 2050 de 22.0 c€/2007/kWh, que aún seguirían subiendo en los años futuros a medida que fuera aumentando la escasez de los recursos energéticos.

Si se cruzan estos resultados con los del escenario de evolución temporal de la demanda BAU, se obtiene una estimación de la evolución de los costes totales del sistema energético a lo largo del periodo considerado, tal como muestra la figura 225.

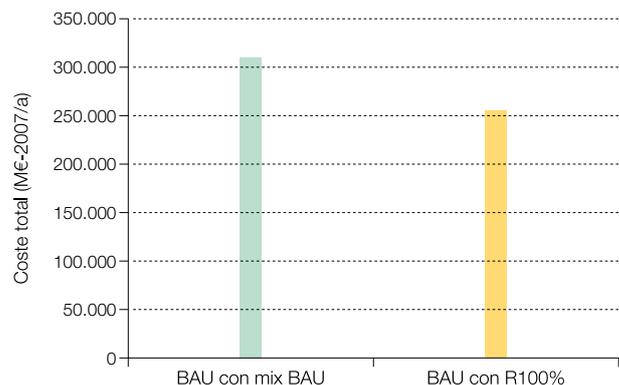
Figura 225 Evolución de los costes totales normalizados del sistema energético para el contexto de demanda BAU y los dos casos de mix BAU y mix 100 % renovable. Los costes anuales se han obtenido como producto del LEC_m de cada año por el escenario de demanda en ese año.



Como se puede observar, para el mix de generación 100 % renovable se alcanza un máximo del coste total hacia el año 2022, consecuencia de la tendencia creciente de la demanda y la decreciente de los costes específicos, unos pocos años antes de alcanzar la paridad de costes con el mix BAU (año 2025). Sin embargo, este máximo del mix 100 % renovable es muy inferior al coste total que alcanza el mix BAU en el año 2050.

En términos del coste anual promedio en el periodo de tiempo considerado (2007–2050), la figura 226 recoge la comparativa entre los mix BAU y mix 100 % renovable, y muestra el ahorro proporcionado por la opción del mix 100 % renovable frente al mix BAU, que asciende en valor promedio a 55.556 M€-2007/a.

Figura 226 Coste anual total normalizado promedio en el periodo 2007–2050 para el contexto de demanda BAU y las dos opciones de generación caracterizadas por el mix BAU y el mix 100% renovable.



Por tanto, producir el cambio del modelo del sistema de generación desde el mix BAU a un mix 100% renovable, no solo da acceso a unos costes del suministro de energía estables y muy inferiores en el futuro, sino que además, en el periodo de implantación del nuevo sistema de generación, **sale más barato**. Es decir, la transición del sistema de generación proporciona un ahorro neto en el periodo de desarrollo.

11.4

Cobertura de demanda en el escenario de eficiencia

En este punto se recogen los resultados del análisis de la cobertura de la demanda para el contexto E3.0. Se trata de una demanda eficiente, y por tanto más reducida que en el caso BAU.

Se han considerado dos casos para el análisis de la cobertura de la demanda:

- Cobertura de la demanda desde el lado de la oferta.
- Cobertura con gestión de la demanda.

11.4.1 Cobertura desde el lado de la oferta

En este caso, la cobertura de la demanda se aborda con un sistema energético operado desde el lado de la oferta. Esto quiere decir que el sistema se regula actuando exclusivamente sobre la generación y no sobre la demanda⁴⁸ que, en cualquier caso, incluye ya todas las medidas de eficiencia propias del contexto E3.0.

La regulación de este sistema energético contaría con las siguientes herramientas de flexibilidad:

- La capacidad de regulación a la baja de toda la potencia no gestionable instalada en el sistema, es decir, la reducción de la potencia de los generadores eólicos y fotovoltaicos cuando se requiera. Como el planteamiento es el de un sistema energético integrado, en vez de dejar de producir esa energía disponible excedentaria, se aprovecha para la producción de hidrógeno, que es necesaria para cubrir aquellos componentes de consumo de energía final que no pueden cubrirse con electricidad y que no se encuentran cubiertos con biomasa o solar térmica.
- Las capacidades de acumulación y potencias ofrecidas por las centrales termosolares, que incorporan una capacidad de almacenamiento térmico de 15 horas.
- La capacidad de acumulación de la hidroeléctrica regulada.
- La hibridación termosolar directa (centrales termosolares que utilizan biomasa/biogás como combustible de apoyo).
- Las centrales de biomasa.
- La potencia geotérmica.

A continuación se presentan los resultados del análisis de la cobertura de la demanda para el caso correspondiente a la cobertura total de la demanda del contexto E3.0. Para facilitar la comparación con el caso asociado a la cobertura total de la demanda del contexto BAU con generación 100% renovable, se ha limitado la capacidad de acumulación del sistema eléctrico a 3 TWh, igual en ambos casos.⁴⁹

Las figuras 227 y 228 presentan la estructura de la potencia instalada y la generación eléctrica para este caso (cobertura total demanda E3.0 en el año 2050 sin gestión de la demanda):

⁴⁸ La recarga de los vehículos eléctricos se realiza en horario nocturno, como se haría en un sistema convencional.

⁴⁹ Aunque la capacidad de acumulación que podría estar disponible con las potencias instaladas de termosolar e hidroeléctrica sería de 21 TWh. A diferencia del caso anterior, esta capacidad de acumulación, que sigue siendo mayoritariamente hidroeléctrica, en el contexto E3.0 queda al servicio de los requerimientos de regulación del sistema energético.

En el caso de la cobertura con gestión de la demanda en el contexto E3.0, la recarga de los vehículos eléctricos ya no es nocturna con horario prefijado, sino que se adaptan mutuamente la recarga a la demanda de movilidad y viceversa.

Figura 227 Distribución de la potencia instalada en el caso dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 2.25$; $SF_{eléctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 37.7\%$; $A_{territorio} = 4.3\%$.

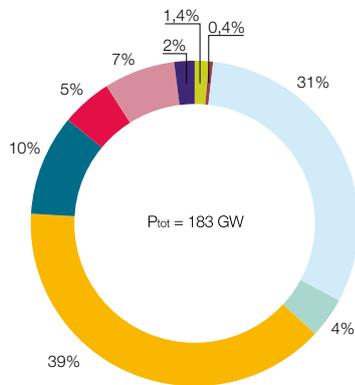
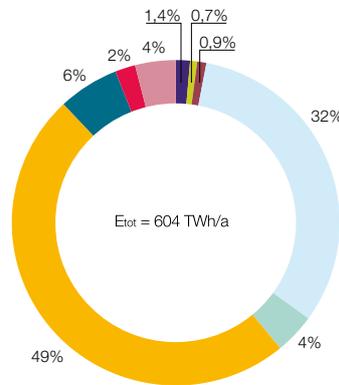


Figura 228 Distribución de la generación en el caso dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0 en el año 2050. $SM = 2.25$; $SF_{eléctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 37.7\%$; $A_{territorio} = 4.3\%$.



De la potencia termosolar instalada, aproximadamente la mitad es híbrida con biomasa, y queda la otra mitad de la potencia termosolar como reserva de flexibilidad del sistema de generación para ser hibridada en caso necesario.

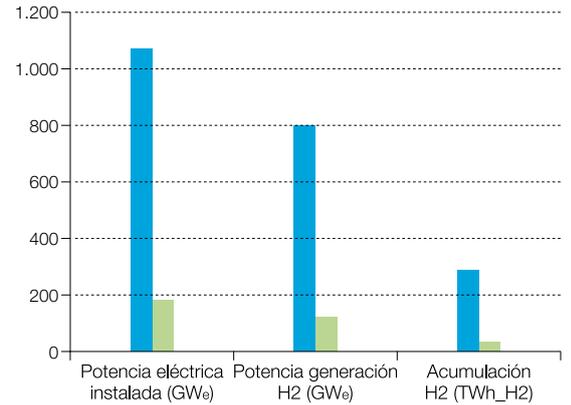
En cuanto al bombeo hidroeléctrico, no se requiere su participación. Pero dado que actualmente ya se cuenta con una capacidad de bombeo hidroeléctrico que proporciona 1.5 TWh / 3.7 GW de capacidad de regulación, este componente puede entenderse como un elemento adicional de seguridad de suministro, que estaría listo para incorporarse a la operación del sistema si se requirieran servicios de regulación adicionales.

Si se compara la infraestructura energética necesaria para la cobertura de la demanda de energía total con generación renovable en los contextos BAU y E3.0

para el año 2050, en la figura 229 se puede apreciar que la eficiencia del contexto E3.0 proporciona una reducción muy importante de la infraestructura energética necesaria, tanto para generación de electricidad como para generación y acumulación de hidrógeno, y eso a pesar del hecho de que ahora, para el contexto E3.0, la demanda eléctrica directa incluye la gran mayoría de la demanda de energía del sector transporte, mientras que en el contexto BAU la cobertura de la demanda del subsector transporte a través de electricidad era prácticamente nula. Por tanto, una de las ventajas del contexto E3.0 respecto al BAU es la integración del transporte en el sistema eléctrico, lo que se traduce en que tanto el SM como la fracción de electricidad disipada por el sistema eléctrico y empleada para la generación de hidrógeno son muy inferiores en el contexto E3.0 que en el BAU.

Figura 229 Comparación de la infraestructura energética necesaria para la cobertura de la demanda total con energías renovables en los contextos BAU y E3.0.

● BAU R100%
● E3.0 sin GDE

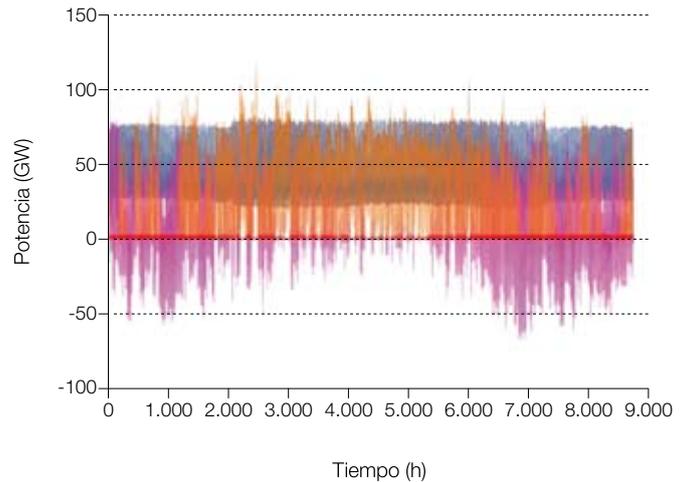


En la figura 230 se recogen los resultados del análisis de la cobertura de la demanda para este caso. Como se puede observar, la demanda eléctrica se cubre completamente, y la disipación (energía excedentaria) del sistema eléctrico tiene una distribución homogénea a lo largo del año, lo que proporciona la capacidad

de generación necesaria para cubrir la demanda de hidrógeno del sistema. Destaca también el bajo múltiplo solar necesario ($SM = 2.25$), lo que reduce significativamente los requerimientos de ampliación de la red de transporte eléctrico. También se reduce la biomasa necesaria a 14 TWh/a.

Figura 230 Análisis de la cobertura de la demanda con el mix dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0. $SM = 2.25$; $SF_{eléctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $C = 3$ TWh; $CF_{global} = 37.7\%$; $A_{territorio} = 4.3\%$.

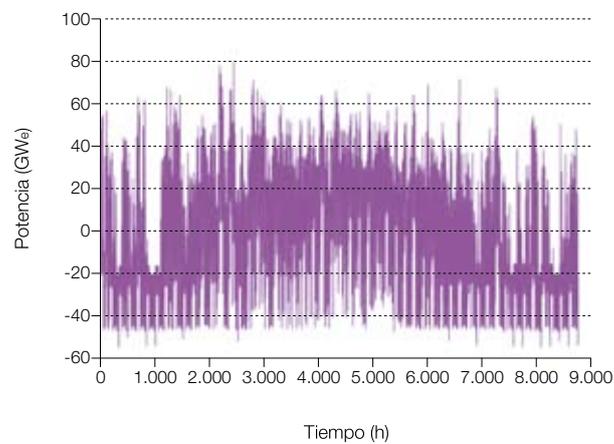
— Demanda
— Cobertura renovable
— Almacenamiento
— Disipación
— Déficit
— Biomasa



Por lo que respecta a la acumulación de hidrógeno, la figura 231 recoge las potencias de carga y descarga

de la acumulación de hidrógeno (en términos eléctricos equivalentes):

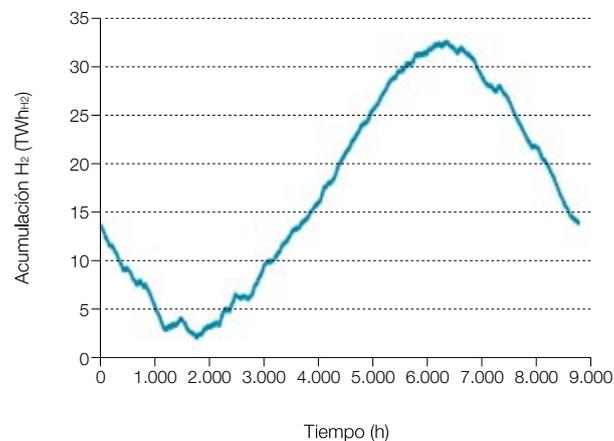
Figura 231 Evolución de las potencias de carga y descarga de la acumulación de hidrógeno con el mix dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0. $SM = 2.25$; $SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$; $F_{\text{disipada}} = 0\%$; $C = 3 \text{ TWh}$; $CF_{\text{global}} = 37.7\%$; $A_{\text{territorio}} = 4.3\%$.



La figura 232 recoge la evolución del estado de carga de la acumulación de hidrógeno necesaria para integrar toda la potencia disipada por el sistema de generación eléctrica. La capacidad de acumulación de hidrógeno necesaria es de $33 \text{ TWh}_{\text{H}_2}$, que corresponde a una

reserva de 102 días. La carga mínima de la acumulación de hidrógeno es de $2 \text{ TWh}_{\text{H}_2}$, equivalente a seis días de acumulación. Estas capacidades de acumulación de hidrógeno son muy inferiores a las que se requerían en el contexto BAU.

Figura 232 Evolución del estado de carga de la acumulación de hidrógeno con el mix dimensionado para cubrir la demanda total del contexto E3.0. $SM = 2.25$; $SF_{\text{eléctrica}} = 100\%$; $SF_{\text{tot}} = 100\%$; $F_{\text{disipada}} = 0\%$; $C = 3 \text{ TWh}$; $CF_{\text{global}} = 37.7\%$; $A_{\text{territorio}} = 4.3\%$.



11.4.2 Cobertura con gestión de la demanda

En este punto se analiza la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 con participación de la demanda en la operación del sistema.

A diferencia del caso anterior, en este caso la recarga de los vehículos eléctricos ya no es nocturna con horario prefijado, sino que se adaptan mutuamente la recarga a la demanda de movilidad y viceversa,

según las posibilidades del sistema de generación y aportando una interacción bidireccional (V2G) con el sistema eléctrico gestionada a través de las baterías de acumulación de los vehículos eléctricos.

En las figuras 233 y 234 se reproducen la distribución de potencia eléctrica instalada y de generación eléctrica en un mix dimensionado para la cobertura total de la demanda en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda.

Figura 233 Distribución de la potencia instalada para el caso dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. $SM = 2.59$; $SF_{eléctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $CF_{global} = 38.7\%$; $C = 23.72$ TWh; $A_{territorio} = 4.2\%$.

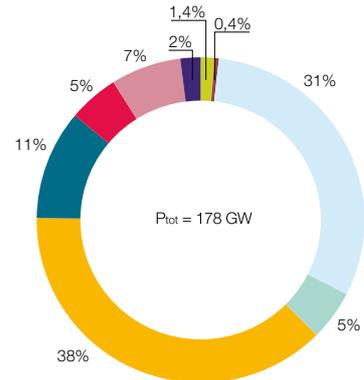
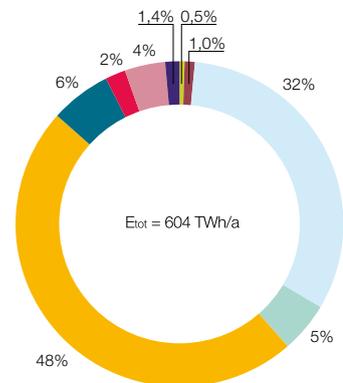


Figura 234 Distribución de la generación eléctrica para el caso dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. $SM = 2.59$; $SF_{eléctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $CF_{global} = 38.7\%$; $C = 23.72$ TWh; $A_{territorio} = 4.2\%$.



Según las conclusiones del modelo Energía 3.0, el gran exceso de capacidad de acumulación disponible para el sistema eléctrico proporciona otra confirmación de la seguridad de suministro obtenida.

Este caso añade una mayor capacidad de regulación del sistema eléctrico (flexibilidad), que se materializa en la capacidad de acumulación y potencia de regulación

disponible. En las figuras 235 y 236 se recoge el reparto de capacidad de regulación, en términos de acumulación y de potencia.

Figura 235 Capacidad de acumulación a disposición del sistema eléctrico para el caso con gestión de la demanda.

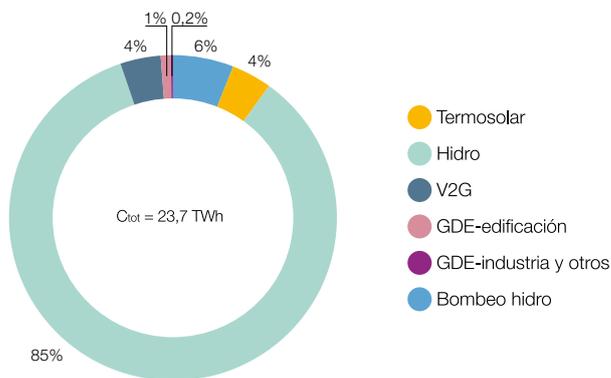
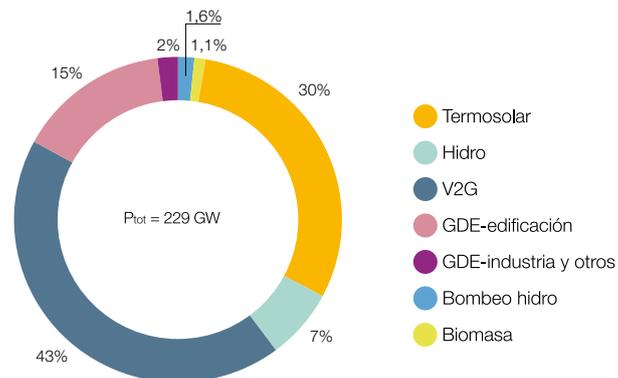


Figura 236 Potencia de regulación gestionable a disposición del sistema eléctrico para el caso con gestión de la demanda.



Las nuevas aportaciones a la capacidad de acumulación del sistema eléctrico son las correspondientes a la capacidad disponible para el sistema de las baterías de los vehículos eléctricos (V2G), y la gestión de la demanda, básicamente en el sector edificación y en el sector industrial⁵⁰.

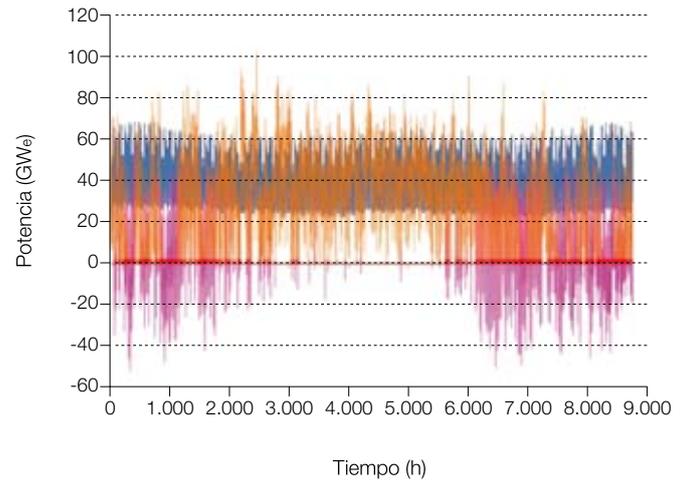
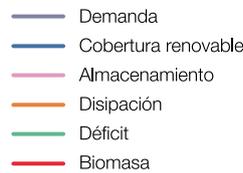
Donde se ve la contribución real de la gestión de la demanda a la flexibilización del sistema energético es en el gran incremento de potencia de regulación disponible. La disponibilidad de potencia de regulación está dominada por la participación de los elementos de gestión de la demanda, entre los que destaca de forma

importante la interacción bidireccional de los vehículos eléctricos con el sistema eléctrico (V2G).

La figura 237 recoge el resultado del análisis de la cobertura de la demanda para este caso. Se observa cómo las potencias de regulación utilizadas a lo largo de todo el año quedan muy por debajo de la disponibilidad que proporcionan los elementos de flexibilidad del mix de generación (229 GW_e). Por tanto, la hibridación termosolar es innecesaria, y a pesar de no incorporarla, el gran exceso de potencia de regulación disponible proporciona una muy elevada seguridad de suministro.

⁵⁰ Se puede actuar sobre la demanda de calor/frío de los edificios, subiendo o bajando el punto de consigna de los termostatos, sin afectar apreciablemente al confort. Actuaciones análogas son factibles en los sistemas de producción de frío y en la industria. De este modo, todos ellos sirven como acumuladores de energía distribuida, en forma de calor/frío, disponible para el sistema.

Figura 237 Análisis de la cobertura de la demanda para el caso dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda.
SM = 2.59; SF^{eléctrica} = 100%; SF^{tot} = 100%;
F^{dissipada} = 0%; CF^{global} = 38.7%; C = 23.72 TWh;
A^{territorio} = 4.2%.

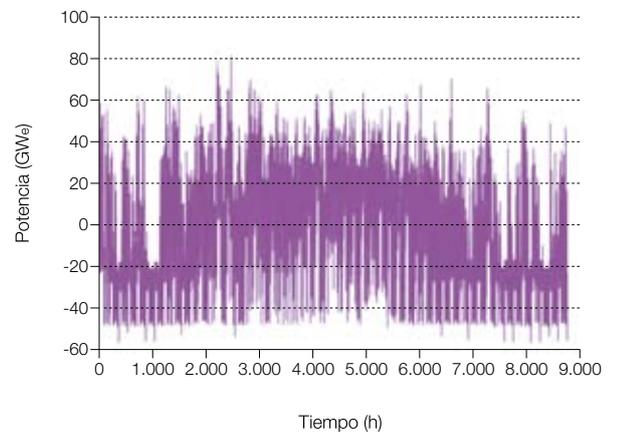


El estado de carga de la acumulación eléctrica permanece prácticamente lleno todo el año. Incluso a principio y final del año, en el que se producen unas descargas mayores de la capacidad de acumulación, estas descargas apenas alcanzan el 3% de la capacidad de acumulación disponible (por lo que el bombeo hidroeléctrico resulta redundante). Este resultado confirma una vez más que los requerimientos de regulación de un sistema de generación basado en energías renovables son fundamentalmente en términos de potencia, y no en términos de capacidad de acumulación. Adicionalmente,

el gran exceso de capacidad de acumulación disponible para el sistema eléctrico proporciona otra confirmación de la seguridad de suministro obtenida.

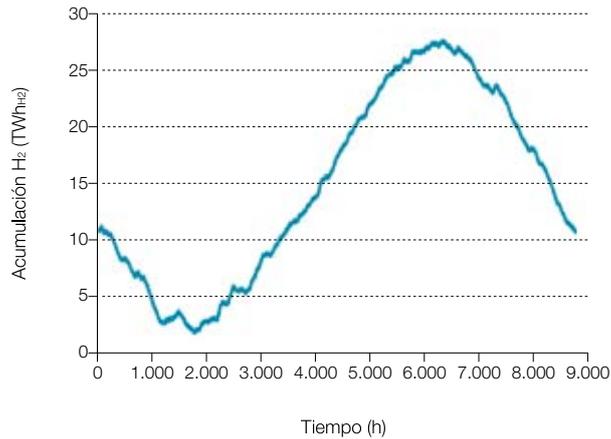
En cuanto a la acumulación de hidrógeno, las figuras 238 y 239 muestran la evolución de las potencias de carga y descarga del sistema de acumulación de hidrógeno, así como la evolución del estado de carga del mismo. La capacidad requerida de la acumulación de hidrógeno es de 27.7 TWh_{H₂} (equivalente a una reserva de 87 días), y alcanza una carga mínima de 2 TWh_{H₂} (equivalente a una reserva de seis días).

Figura 238 Evolución de las potencias de carga y descarga del sistema de acumulación de hidrógeno, en términos eléctricos equivalentes, para el caso dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. SM = 2.59; SF^{eléctrica} = 100%; SF^{tot} = 100%; F^{dissipada} = 0%; CF^{global} = 38.7%; C = 23.72 TWh; A^{territorio} = 4.2%.



En el año 2050, la diferencia de costes entre el contexto BAU y E3.0 se hace mucho mayor, lo que deja un margen muy grande de recursos económicos para dedicar a medidas de eficiencia e inteligencia.

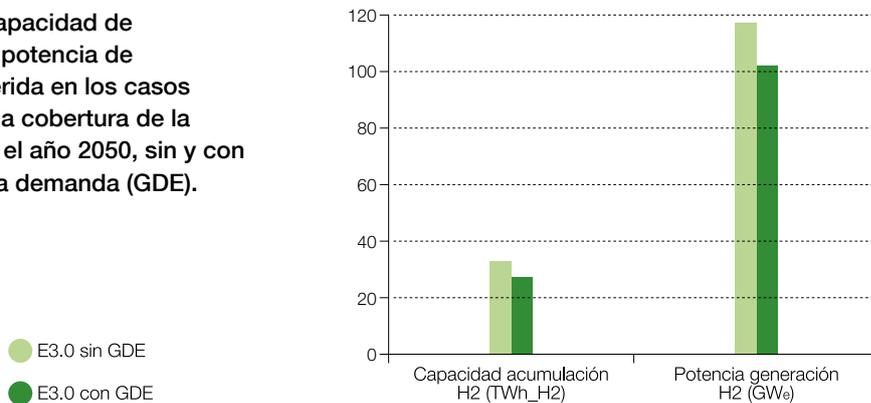
Figura 239 Evolución del estado de carga del sistema de acumulación de hidrógeno para el caso dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda. SM = 2.59; SF_{eléctrica} = 100%; SF_{tot} = 100%; F_{disipada} = 0%; CF_{global} = 38.7%; C = 23.72 TWh; A_{territorio} = 4.2%.



En cuanto a la gestión del hidrógeno, la figura 240 permite comparar directamente los requerimientos de regulación de hidrógeno, en términos de potencia de generación y de capacidad de acumulación, para los casos de los

mix sin y con participación de la gestión de la demanda, respectivamente. Gracias a la gestión de la demanda, se necesita menos potencia de generación de hidrógeno y menos capacidad de acumulación del mismo.

Figura 240 Comparativa de la capacidad de acumulación de hidrógeno y la potencia de generación de hidrógeno requerida en los casos de los mix correspondientes a la cobertura de la demanda en el contexto E3.0 y el año 2050, sin y con participación de la gestión de la demanda (GDE).



Por último se muestran los resultados de un caso similar al anterior (mix dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 y año 2050, con participación de la gestión de la demanda), en el que además se integran las capacidades de acumulación eléctrica y de hidrógeno, con el fin de reducir los requerimientos de infraestructura para generación de hidrógeno.

acumulación total también es la misma, pero ahora se encuentra integrada la capacidad de acumulación del sistema eléctrico (23.72 TWh) con la del sistema de acumulación de hidrógeno, que en términos eléctricos corresponde a 58.5 TWh, dando un total de capacidad de acumulación disponible para el conjunto del sistema energético de 82.2 TWh.

Para este análisis se utiliza el mismo mix de generación del caso anterior, pues la demanda total de electricidad a cubrir sigue siendo la misma, y la capacidad de

Las figuras 241 y 242 muestran, respectivamente, el resultado del análisis de la cobertura de la demanda en este caso y la evolución de la capacidad de acumulación total del sistema energético.

Figura 241 Análisis de la cobertura de la demanda para el caso dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0 para el año 2050 con participación de la gestión de la demanda e integración de la gestión de acumulación del sistema eléctrico y del sistema de hidrógeno. $SM = 2.59$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $CF_{global} = 38.7\%$; $C = 82.2$ TWh; $A_{territorio} = 4.2\%$.

— Demanda
— Cobertura renovable
— Almacenamiento
— Disipación
— Déficit
— Biomasa

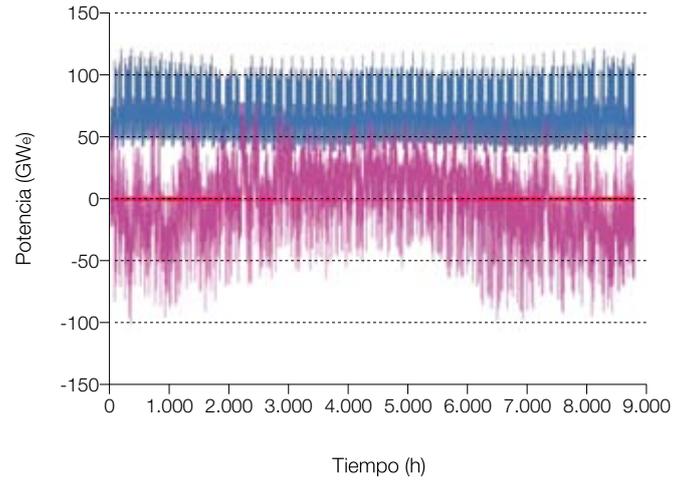
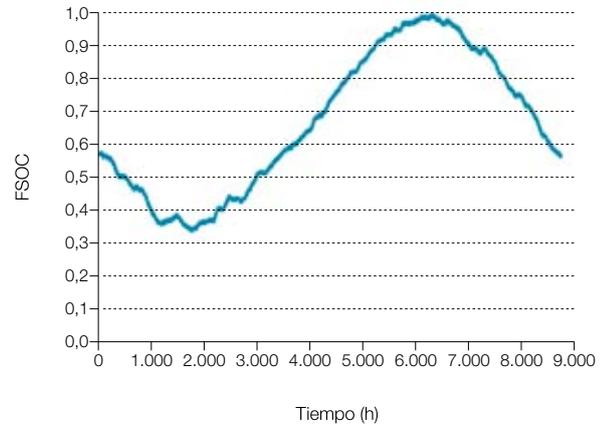


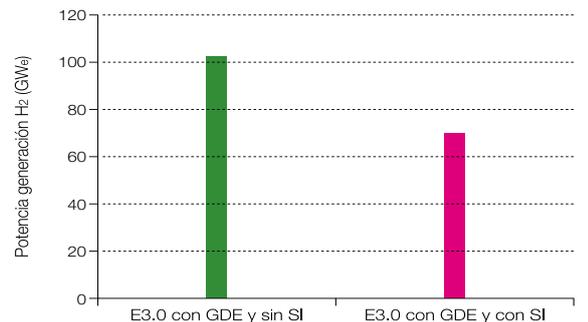
Figura 242 Evolución del estado de carga (FSOC) de la capacidad de acumulación total puesta a disposición del sistema energético, para el caso dimensionado para la cobertura de la demanda total en el contexto E3.0, para el año 2050, con participación de la gestión de la demanda e integración de la gestión de acumulación del sistema eléctrico y del sistema de hidrógeno. $SM = 2.59$; $SF_{el\acute{e}ctrica} = 100\%$; $SF_{tot} = 100\%$; $F_{disipada} = 0\%$; $CF_{global} = 38.7\%$; $C = 82.2$ TWh; $A_{territorio} = 4.2\%$.



En la figura 243 se muestran comparados los requerimientos de potencia de generación de hidrógeno a instalar, y se aprecia una significativa reducción de

la misma gracias a la integración de la gestión de la acumulación de los subsistemas eléctrico y de hidrógeno.

Figura 243 Comparación entre las potencias requeridas para generación de hidrógeno en los casos correspondientes a la cobertura de la demanda total del contexto E3.0 en el año 2050, con participación de la gestión de la demanda, y sin o con integración de la capacidad de acumulación (SI).



11.4.3 Coste total del sistema energético

En este apartado se presentan los costes totales del sistema energético en el contexto E3.0, que incluyen todos los costes recogidos en los apartados anteriores y añaden la generación y acumulación de hidrógeno.

Como referencia, se muestra la estructura del sistema energético para el contexto E3.0 en el año 2050, en términos de energía final y de energía 'primaria' (si se considera como energía 'primaria' a la electricidad, para apreciar el efecto de la electricidad destinada a la producción de hidrógeno).

Figura 244 Estructura de la demanda de energía final en el contexto E3.0 para el año 2050.

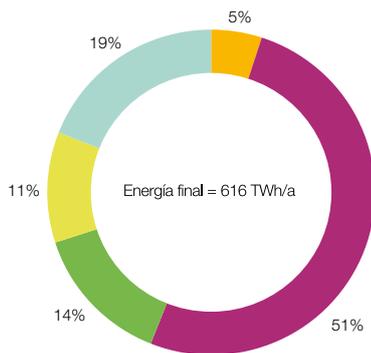
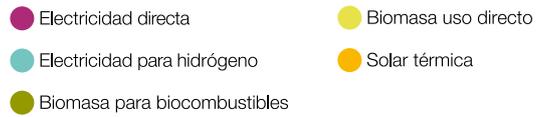
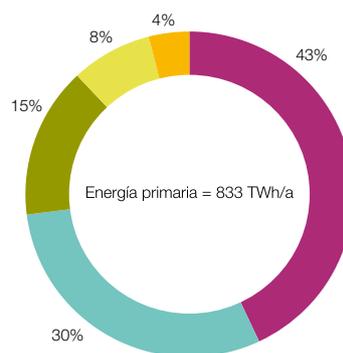


Figura 245 Estructura de la demanda de energía 'primaria' en el contexto E3.0 para el año 2050.



A continuación se presentan los resultados de costes específicos y coste total para el conjunto del sistema energético para el contexto E3.0 en cada uno de los casos considerados: sin gestión de la demanda y con gestión de la demanda.

Figura 246 Costes específicos del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 sin participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.

- Sin almacenamiento H2
- Con almacenamiento H2

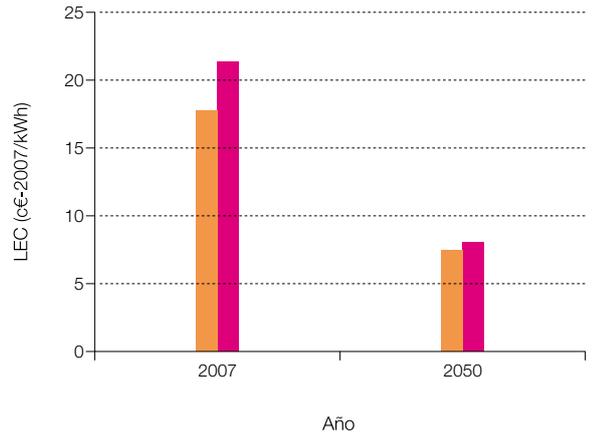


Figura 247 Costes específicos del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 con participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.

- Sin almacenamiento H2
- Con almacenamiento H2

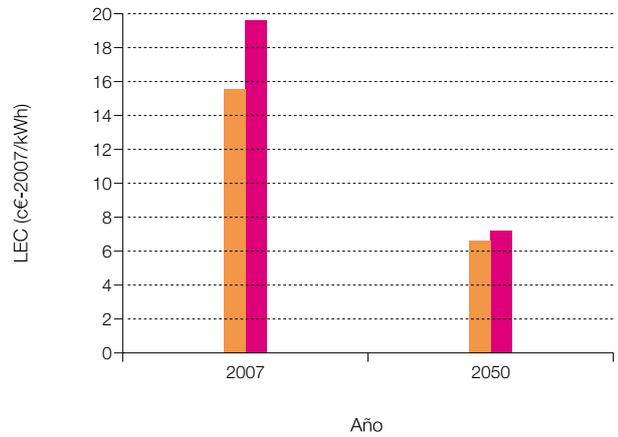
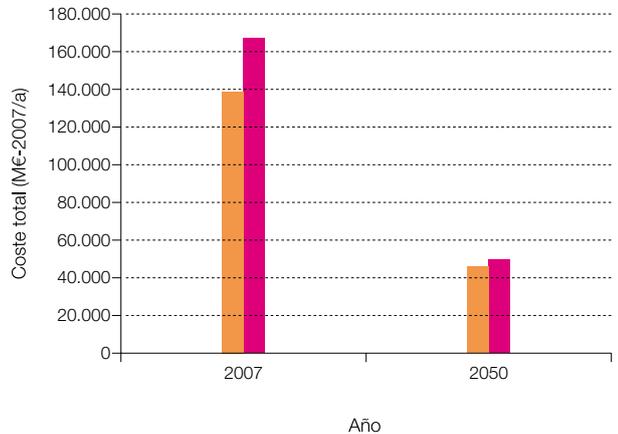


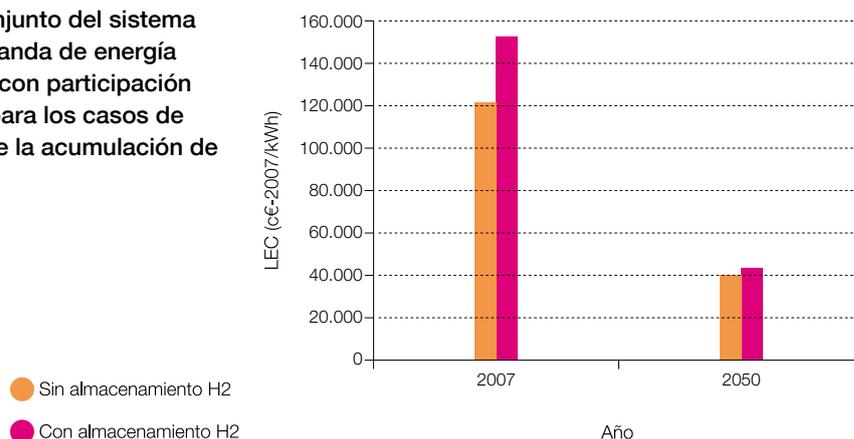
Figura 248 Costes totales del conjunto del sistema energético, referidos a la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 sin participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.

- Sin almacenamiento H2
- Con almacenamiento H2



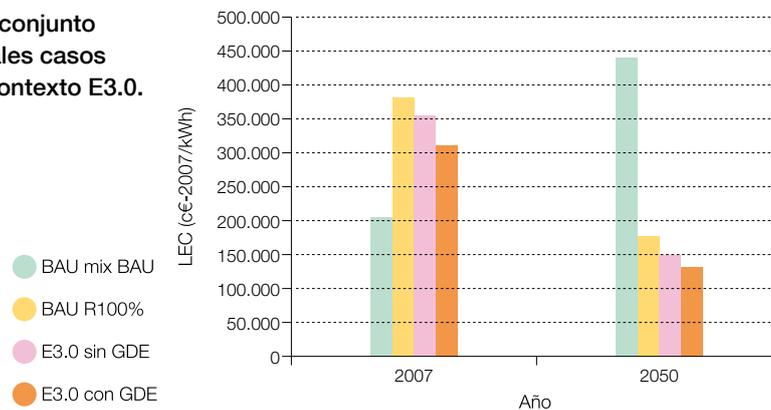
A partir de 2050, una vez completada la transición, los niveles de ahorro asociados a este año permanecen de forma indefinida, y repercuten íntegramente en una mejora de la eficiencia del sistema económico.

Figura 249 Costes totales del conjunto del sistema energético, referidos a la la demanda de energía final total, para el contexto E3.0 con participación de la gestión de la demanda, y para los casos de incluir o no el efecto del coste de la acumulación de hidrógeno.



En la figura 250 se recoge la comparativa en términos de LEC de los principales casos analizados, tanto para el contexto BAU como para el E3.0.

Figura 250 Comparación de los LEC del conjunto del sistema energético para los principales casos analizados en el contexto BAU y en el contexto E3.0.



En términos de LEC, en el año 2007 los LEC del contexto E3.0 siguen siendo superiores al LEC del contexto BAU con mix de generación BAU, pero en el año 2050 resultan muy inferiores, de tal forma que la media en el periodo considerado resulta favorable para el contexto E3.0, y mejora la ventaja a lo largo del tiempo a partir del año 2050. Los dos casos del contexto E3.0 resultan más favorables que el BAU con 100 % de renovables, debido a que la estructura de la demanda resultante en el contexto E3.0 permite una cobertura más económica con energías renovables que lo que sucedía en el caso BAU. Dentro del contexto E3.0, la incorporación de la gestión de la

demanda también proporciona una mejora en el LEC, debida tanto a un mejor acoplamiento de la demanda con la generación, como a que se necesita menos capacidad de regulación por el lado de la producción.

El efecto sobre el LEC de los costes asociados al despliegue de eficiencia e inteligencia estará limitado por un valor de sobrecoste máximo que estos costes pueden suponer, definido como diferencia entre los costes del contexto BAU y los del contexto E3.0.

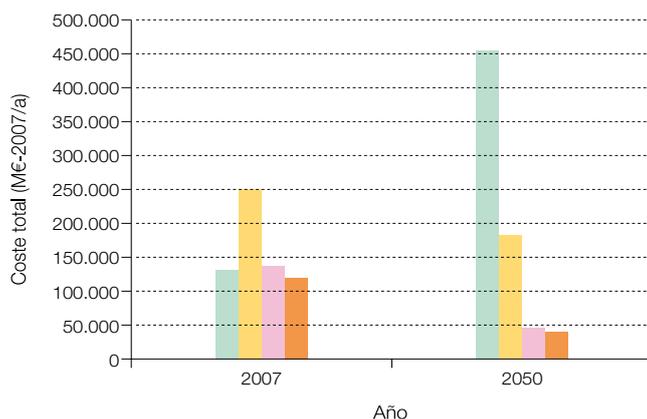
Por lo que se refiere al coste total del sistema energético, que realmente es el parámetro relevante para realizar la

comparativa entre los contextos BAU y E3.0, la figura 251 muestra cómo se amplifican las ventajas del contexto E3.0 respecto al BAU. Ya en el año 2007, el coste total del contexto E3.0 es igual o inferior al coste total del BAU con mix de generación BAU. En el año 2050, la diferencia de costes entre el contexto BAU y el E3.0 se hace mucho mayor, lo que deja un margen muy grande de recursos económicos para dedicar a medidas de eficiencia e inteligencia⁵¹. El uso inteligente de estos recursos

liberados es lo que define una economía sostenible. Una primera aproximación de los recursos económicos liberados para invertir en eficiencia e inteligencia y desarrollar el gran potencial de ahorro asociado al contexto E3.0 sería de 28,5 c€/2007/kWh_{ahorrado}⁵¹, valor resultante de dividir el ahorro en costes entre el contexto BAU (caso de cobertura de la demanda con un mix BAU) y el E3.0 (caso con gestión de la demanda, ambos para el año 2050) por el ahorro de energía conseguido.

Figura 251 Comparación de los costes totales del conjunto del sistema energético para los principales casos analizados en el contexto BAU y en el contexto E3.0.

- BAU mix BAU
- BAU R100%
- E3.0 sin GDE
- E3.0 con GDE



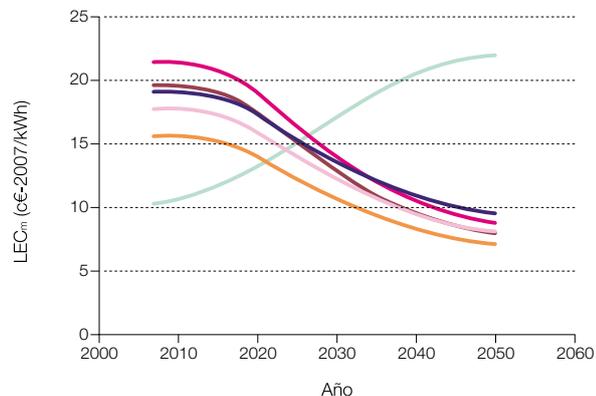
11.4.4 Evolución temporal de costes

La figura 252 recoge la comparativa entre la evolución temporal de los LEC_m (promedios del parque existente en

cada año) para los principales casos analizados, tanto del contexto BAU como del E3.0. En esta figura se aprecia el gran beneficio (incluso a nivel de LEC) que deja la transición hacia el contexto E3.0 a partir del año 2050.

Figura 252 Comparación de la evolución temporal de los LEC_m (promedios del parque existente en cada año) para los distintos casos considerados.

- BAU con mix BAU
- BAU con R100%
- E3.0 sin GDE y sin acumulación de H2
- E3.0 con GDE y sin acumulación de H2
- E3.0 sin GDE y con acumulación de H2
- E3.0 con GDE y con acumulación de H2

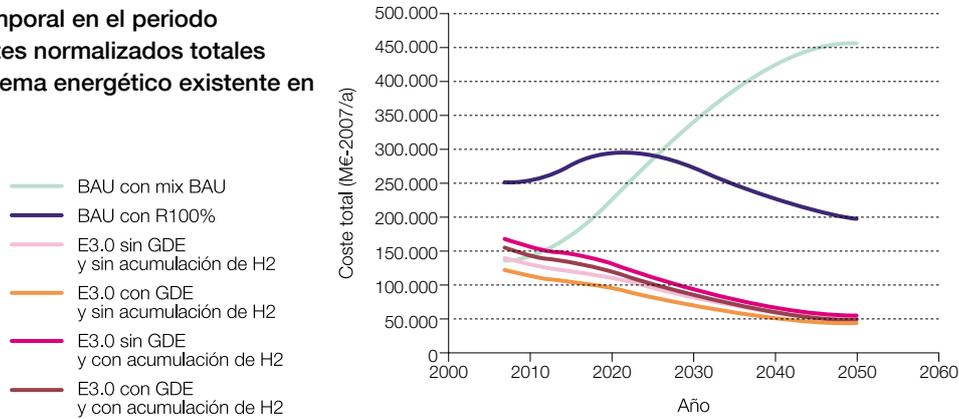


⁵¹ Con la ventaja añadida de proporcionar una estabilidad de costes, independizándose de las tendencias inflacionistas asociadas al uso de combustibles fósiles o nucleares.

Si se cruzan estos resultados con los de los escenarios temporales de evolución de la demanda de energía en los contextos BAU y E3.0 es posible obtener una cuantificación de la evolución total de los costes normalizados del sistema energético a lo largo del periodo

de análisis. La figura 253 muestra estos resultados para los principales casos analizados en los contextos BAU y E3.0. En esta figura podemos apreciar el gran beneficio remanente a partir del año 2050 que deja como herencia la transición desde un contexto BAU a uno E3.0.

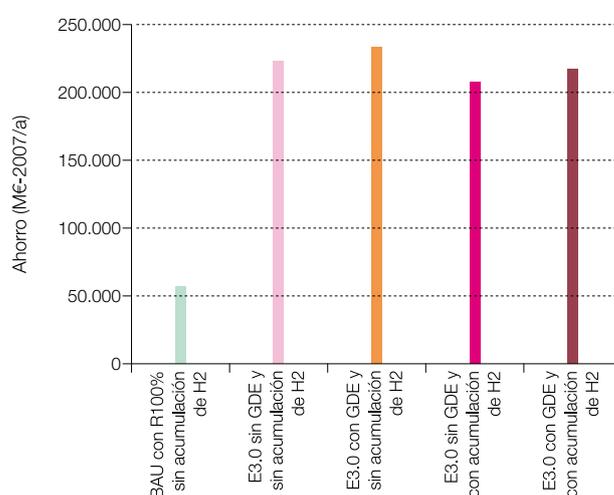
Figura 253 Evolución temporal en el periodo considerado de los costes normalizados totales correspondientes al sistema energético existente en cada año.



La figura 254 muestra el valor promedio en el periodo 2007–2050 del ahorro promedio respecto al caso BAU con mix BAU. Estos ahorros, incluso durante el periodo de transición 2007–2050, alcanzan valores muy elevados que proporcionan un recurso económico muy importante para articular la transición del sistema energético. A

partir del año 2050, una vez completada la transición, los niveles de ahorro asociados al año 2050 (muy superiores a los promedios recogidos en esta figura) permanecen de forma indefinida, y repercuten íntegramente en una mejora de la eficiencia del sistema económico.

Figura 254 Promedio en el periodo 2007–2050 del ahorro anual normalizado de los distintos casos respecto al BAU con mix BAU.



Puesto que llevar a cabo la transición desde el contexto BAU al E3.0 supone un ahorro muy importante para el sistema económico, resulta interesante evaluar cuál sería el margen de gasto para invertir en la transición desde un contexto al otro sin que llegue a suponer

un sobrecoste neto del sistema energético respecto a mantenerse en el contexto BAU. Las figuras 255 y 256 recogen este resultado en relación con el ahorro conseguido de energía, así como en relación con la energía demandada.

Figura 255 Sobrecoste máximo disponible para que la transición no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, por unidad de ahorro conseguido.

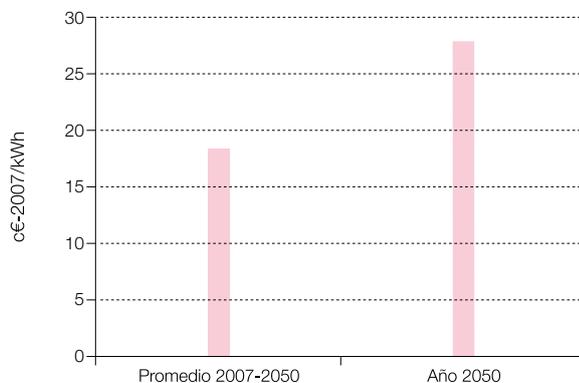
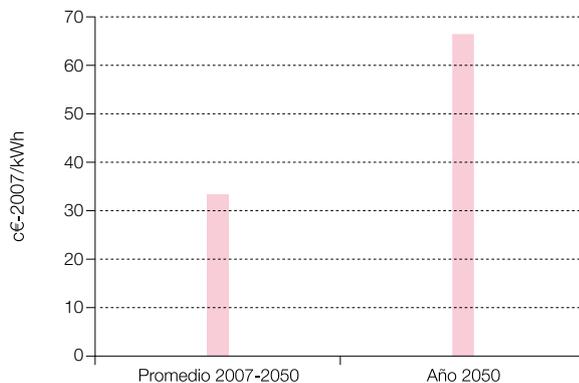


Figura 256 Sobrecoste máximo disponible para que la transición no represente un coste adicional en el sistema energético respecto al BAU, por unidad de energía final demandada en el contexto E3.0.



Al analizar por separado el efecto de la introducción de eficiencia en el consumo final y de la sustitución de fuentes de energía por renovables, se concluye que, en el caso de tener un mix de generación 100% renovable, el despliegue de eficiencia en el sistema resulta más favorable cuanto más pronto se realice. De cualquier forma, los costes disponibles para el despliegue de

eficiencia, evaluados a partir de la diferencia de costes entre el sistema energético en el contexto BAU y el del E3.0, conducen a valores muy superiores (15–25 c€/2007/kWh) a los costes promedio del negavatio correspondiente al conjunto de medidas de eficiencia a aplicar sobre el sistema energético (del orden o inferiores a 1 c€/2007/kWh).

11.5

Escenarios de transición de costes

en este punto se presentan las posibles trayectorias que podría seguir la transición desde el contexto BAU al contexto E3.0 en términos de costes.

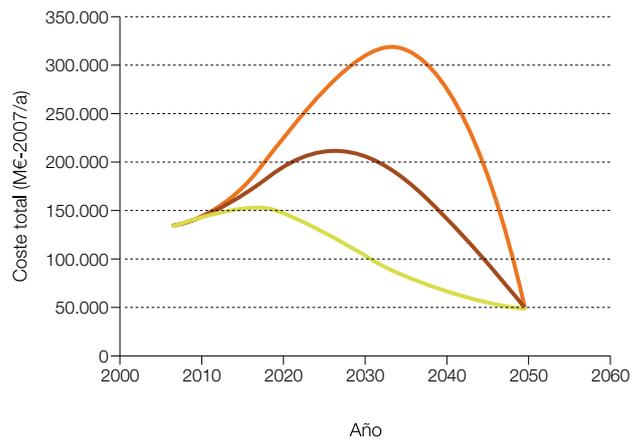
Se parte del escenario BAU en el año 2007, y se aplican distintos escenarios de transición entre las

curvas que representan la evolución BAU y la E3.0 para evaluar el efecto de distintas políticas de transición.

La figura 257 recoge los resultados correspondientes a los tres escenarios de transición considerados: retardado, lineal y responsable. Como se puede ver, los retrasos en desarrollar el proceso de transición suponen unos importantes costes económicos.

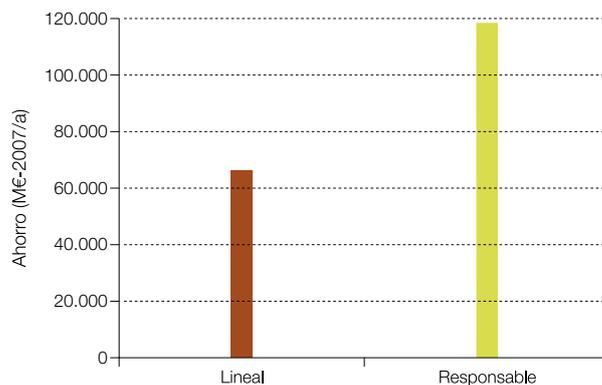
Figura 257 Distintos escenarios de transición del coste total del sistema energético desde el contexto BAU con mix BAU al contexto E3.0 con participación de gestión de la demanda e incluyendo los costes de acumulación de hidrógeno.

— Responsable
— Lineal
— Retardado



Resulta evidente que adoptar transiciones más aceleradas hacia el contexto E3.0 aporta importantes beneficios económicos. La figura 258 los cuantifica:

Figura 258 Ahorro anual promedio en el periodo 2007–2050 de las transiciones lineal y responsable respecto a la transición retardada.



El coste anual promedio en el periodo 2007-2050 correspondiente al escenario de transición retardado resulta ser el 211% del coste promedio correspondiente al escenario responsable: retrasar el proceso de transición puede conducir a duplicar los costes del sistema energético en el periodo de tiempo considerado.

11.6

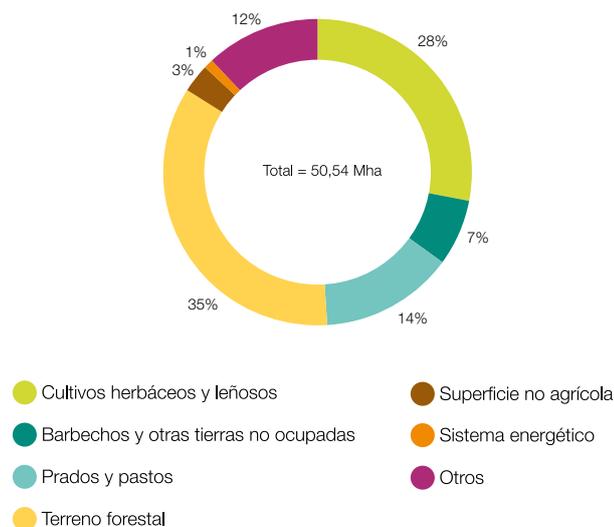
Ocupación del territorio

frecuentemente se suele argumentar que un modelo basado en energías renovables supondría una gran ocupación territorial. Para despejar dudas al respecto, en el estudio se analizan las implicaciones en términos de ocupación del territorio de los distintos escenarios de cobertura de la demanda considerados.

En primer lugar, se muestra la estructura actual del uso del territorio en España en el año 2008⁵², y se incluye una valoración del uso del territorio por parte del sistema energético en ese año.

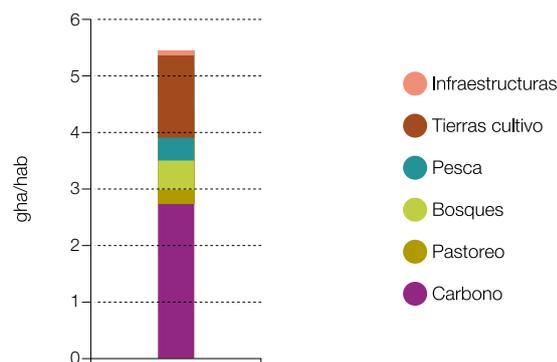
El hecho de que el sistema energético haya requerido hasta la fecha un uso aparentemente tan bajo del territorio, no es más que una consecuencia de que la mayoría de sus impactos están 'externalizados', ya que es totalmente dependiente de unos combustibles fósiles procedentes de explotaciones energéticas en otros países, y cuya utilización genera una serie de impactos en el medio ambiente que también se pueden traducir en un requerimiento de ocupación del territorio.

Figura 259 Estructura del uso del territorio en el año 2008.



Un método para valorar esos impactos es el de la 'huella ecológica'. La figura 260 recoge la estructura de la huella ecológica en España para el año 2007, de la que se puede concluir que harían falta tres planetas Tierra en el caso de que todos los habitantes del planeta viviesen como en España: un claro indicador de insostenibilidad. También se puede observar cómo ya en la actualidad la contribución dominante a la huella ecológica de España es la correspondiente al carbono, que refleja tan solo una de las externalidades del sistema energético, esto es, el requerimiento de reabsorción del CO₂ emitido.

Figura 260 Huella ecológica de España en el año 2007; según el National Footprint Accounts – 2010 elaborado por la Global Footprint Network, expresada en términos de hectáreas globales (hectáreas de productividad media) per cápita.



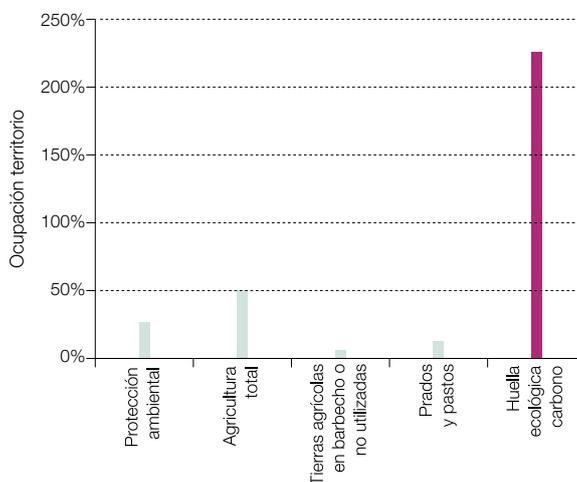
⁵² Según datos del *Anuario Estadístico 2009* (Ministerio Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, 2009).

Para el contexto E3.0 todos los casos considerados conducen a una internalización completa de la huella ecológica del sistema energético.

La figura 261 muestra que el uso del territorio que se necesita para internalizar las emisiones de CO₂ de España resulta del orden del 226 %, muy superior a los usos del territorio dedicados a la protección de espacios naturales e incluso del dedicado a la producción de

alimentos, y de hecho es tan elevado que no disponemos de territorio suficiente para su internalización. Por el contrario, un sistema basado en energías renovables permite internalizar completamente los impactos del sistema energético.

Figura 261 Ocupación del territorio, en términos relativos a la superficie peninsular de los usos de protección ambiental y de producción de alimentos, comparado con la ocupación del territorio que corresponde a la contribución del carbono en la huella ecológica (situación actual).



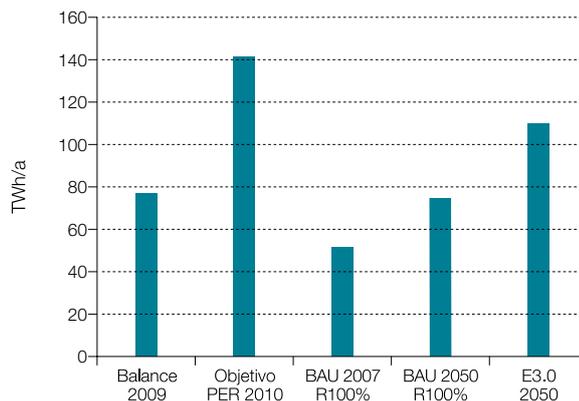
Para evaluar el impacto de un sistema basado en renovables, hay que tener en cuenta que la mayor incidencia territorial viene derivada de la cantidad de biomasa que se utilice, y según el balance entre el uso de biomasa e hidrógeno empleado para la cobertura de la demanda de combustibles, el efecto sobre la ocupación del territorio del sistema energético diferirá de forma importante. En este informe se han evaluado distintos casos en cuanto al balance entre el uso de la biomasa y del hidrógeno. Los casos del análisis de la cobertura de la demanda con 100 % renovables que se han analizado con más detalle corresponden a dos casos particulares:

- Para el contexto BAU se ha considerado un caso en el que se mantiene un desarrollo continuista del uso de la biomasa en relación a la situación actual, por lo que se cubre el grueso de la demanda de combustibles mediante la generación de hidrógeno con electricidad renovable, ya que el recurso de biomasa disponible sería insuficiente.

- Para el contexto E3.0 se ha planteado un caso con un equilibrio entre el uso de biomasa y de hidrógeno para proporcionar la cobertura a la demanda de combustibles, aunque evidentemente también existe la opción de prescindir totalmente del uso de la biomasa y proporcionar esta cobertura exclusivamente con hidrógeno.

En la figura 262 se comparan los recursos de biomasa directamente asociados al sector energético en cada uno de esos casos. Como puede verse, en estas condiciones, el uso de biomasa planteado para el año 2050 en el contexto E3.0 (el de mayor uso de biomasa), es sensiblemente inferior al correspondiente a la planificación energética para el año 2010, y el uso de la biomasa en el contexto BAU 100 % renovable para el año 2050 es incluso inferior al que ya había en el año 2009. En estas condiciones, resulta evidente que el uso de la biomasa planteado para proporcionar cobertura a la demanda del sector energético en el año 2050, tanto en los contextos BAU como E3.0 no resulta en absoluto excesivo, sino más bien se podría interpretar como conservador.

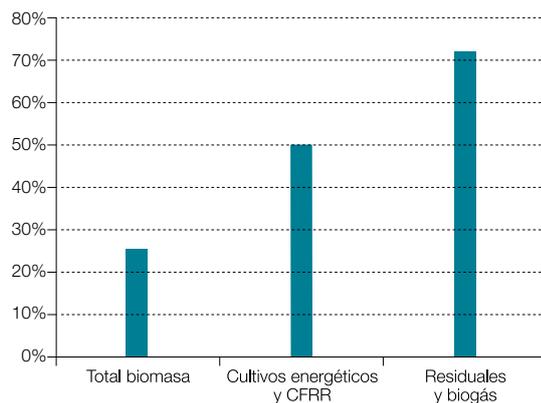
Figura 262 Comparación entre el uso de biomasa actual del sistema energético (2009), la planificación para 2010 correspondiente al desarrollo de la biomasa energética, y el uso de biomasa planteado en los casos de cobertura de la demanda 100% renovable para los contextos BAU (2007 y 2050) y E3.0. Resultados sin incluir el subsector de 'usos no energéticos'.



Si se compara el uso de biomasa en el caso analizado en el contexto E3.0 (dejando de lado el requerimiento de biomasa para el subsector 'usos no energéticos' y centrándose en el uso de biomasa directamente imputable al sistema energético) con el potencial disponible de biomasa, la figura 263 muestra cómo el caso analizado de cobertura de la demanda en el

contexto E3.0 representa un 26 % del potencial total de biomasa, el 50 % del potencial de cultivos energéticos y forestales de rotación rápida, y el 72 % del potencial de biomasa residual. Es decir, sería posible cubrir todo el requerimiento de biomasa para el sistema energético con biomasa residual, y por tanto sin efecto alguno sobre la ocupación del territorio.

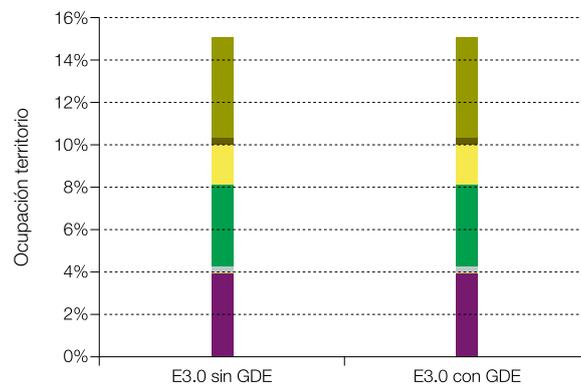
Figura 263 Valor relativo del consumo de biomasa para el caso analizado de cobertura de la demanda en el contexto E3.0. Sin incluir el consumo de biomasa para el subsector 'usos no energéticos'.



A continuación se muestra la estructura de ocupación del territorio para los casos de cobertura de la demanda

considerados en el contexto E3.0, sin y con participación de la gestión de la demanda:

Figura 264 Estructura de la ocupación del territorio para el contexto E3.0 en el año 2050, en los casos sin y con participación de la gestión de la demanda.



Esta ocupación del territorio es una consecuencia directa de dos factores no estructurales: la cobertura con biomasa de la demanda del subsector 'usos no energéticos', y el elevado uso de biomasa que resulta de plantear un equilibrio entre biomasa e hidrógeno para cubrir la demanda de combustibles. Ambos elementos son perfectamente prescindibles⁵³, y corresponden tan solo a una de las múltiples opciones disponibles para la cobertura de la demanda, por lo que en el caso de priorizar el aspecto de ocupación del territorio frente a las otras consideraciones, existe un gran potencial de reducción de la ocupación del territorio. La figura 265 presenta los resultados correspondientes a dos casos adicionales de cobertura de la demanda en el contexto E3.0:

- El uso exclusivamente de hidrógeno para la cobertura de la demanda de combustibles. No considera el

subsector 'usos no energéticos', y el uso de biomasa se limita a la pequeña cantidad de biomasa empleada para la regulación del sistema eléctrico⁵⁴.

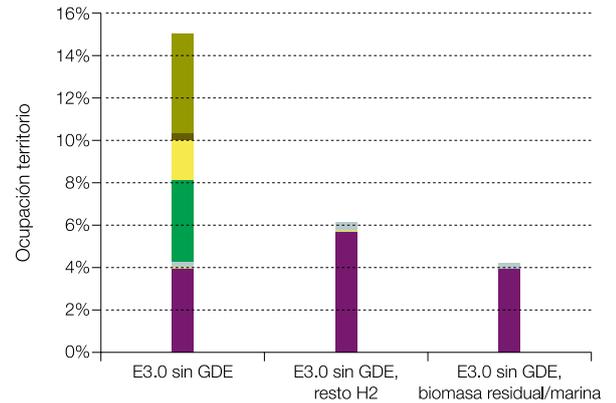
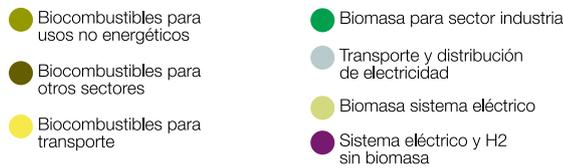
- El uso de biomasa residual o marina para sustituir toda la biomasa procedente de cultivos energéticos o forestales planteado en el caso original de cobertura de la demanda del contexto E3.0.

Como se puede observar en esta figura, la ocupación del territorio original para dar cobertura de la demanda al contexto E3.0 –incluido el sector usos no energéticos (15,1%)– puede reducirse hasta un 6,2% en el caso de emplear exclusivamente hidrógeno para la cobertura de la demanda de combustibles, y hasta un 4,3% si se sustituye el uso planteado de biomasa procedente de cultivos energéticos y forestales por biomasa residual y/o marina.

⁵³ Aunque en el estudio ha evaluado la cobertura de la demanda del subsector 'usos no energéticos' y sustituyendo los combustibles fósiles actualmente empleados como materias primas por materiales elaborados con biomasa, esta opción realmente queda fuera de la 'responsabilidad' del sector energético, por lo que si se desea minimizar la ocupación del territorio existen distintas opciones: seguir empleando combustibles fósiles para cubrir esta demanda (planteamiento no estrictamente sostenible porque son recursos eventualmente agotables, pero si se reciclan en vez de destruirse, su consumo sería tan bajo que resultaría comparable al consumo de otras materias primas no fósiles en otros procesos productivos); o bien emplear combustibles sintetizados a partir de hidrógeno generado con electricidad renovable y carbono procedente, por ejemplo, de la fijación de CO₂ atmosférico.

⁵⁴ Unos 14 TWh/a, del orden del 3% del recurso disponible.

Figura 265 Efecto sobre la ocupación del territorio de plantear la cobertura total de la demanda de combustibles con hidrógeno, o de emplear biomasa residual o marinas para este fin. Contexto E3.0 en año 2050.

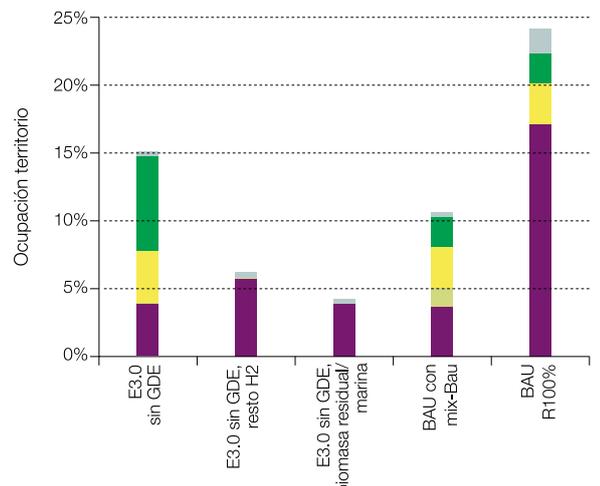


Esa ocupación del territorio no es completa, ni mucho menos, ya que una de las tecnologías que más se utilizan, la eólica terrestre, puede compartir el territorio con otros usos, como la producción de alimentos. Aun así existen múltiples opciones que conducen a una ocupación menor aun del territorio si se priorizan las tecnologías de generación con menor ocupación del territorio (como la solar termoeléctrica), o incluso las de ocupación nula del territorio (como la fotovoltaica en edificios, la eólica marina o las olas), a lo que hay que añadir la biomasa sin efectos en ocupación del territorio (biomasa residual y biomasa marina). Por tanto, en el extremo de priorizar el aspecto de ocupación del territorio por encima de todos los otros criterios, existe potencial de generación más que suficiente para cubrir la demanda con un ocupación nula del territorio para la generación,

y por tanto, limitando la ocupación del territorio a los aspectos asociados a transporte y distribución de la electricidad, es decir, en el orden del 0,2%–0,3%.

Por lo que respecta a la comparativa con los casos correspondientes al contexto BAU, la figura 266 muestra cómo el mix originalmente planteado (incluida la cobertura con biomasa del subsector de usos no energéticos) conduce a una ocupación del territorio que se encuentra entre las del contexto BAU para mix BAU y mix 100% renovable. Pero si se deja de lado el sector de usos no energéticos, y se sustituye el uso de biomasa procedente de cultivos energéticos o forestales por hidrógeno o por biomasa residual/marina, el uso del territorio correspondiente a la cobertura de la demanda del contexto E3.0 es del orden de la mitad del requerido para cubrir la demanda del contexto BAU con un mix BAU.

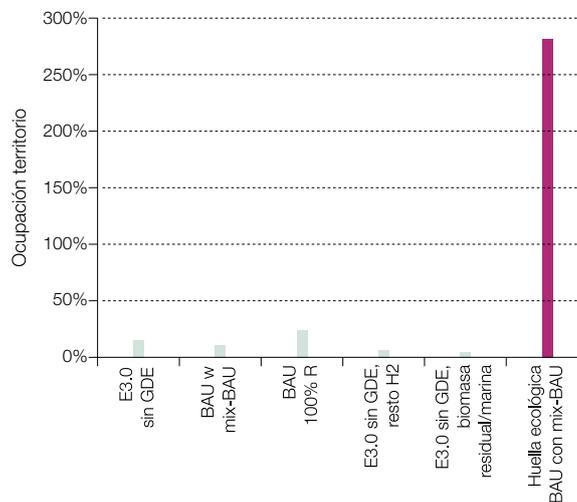
Figura 266 Comparativa de los requerimientos de ocupación del territorio y su estructura para el año 2050 en los contextos BAU y E3.0 y con distintos mix para la cobertura de la demanda. Año 2050.



Pero hay que recordar que tanto en el contexto E3.0 como en el BAU con mix 100% renovable, se lleva a cabo una internalización completa del impacto del sistema energético sobre la ocupación del territorio, mientras que en el caso del contexto BAU con mix BAU existe una

gran externalización de este efecto. Esto se observa en la figura 267, que presenta los requerimientos de ocupación del territorio de cada uno de los casos analizados junto a la huella ecológica de carbono del caso del contexto BAU con mix BAU.

Figura 267 Comparativa de la ocupación del territorio para los contextos BAU y E3.0, con distintos mix para la cobertura de la demanda, y la huella ecológica de carbono para el contexto BAU con mix BAU.



Por último, se puede realizar una comparativa más equitativa con el sistema eléctrico actual, y centrarse tan solo en la parte del sistema eléctrico destinada a la cobertura de la electricidad directa. En ese caso, la ocupación se reduce a un 3,3 %, y si se descuenta la ocupación correspondiente a la eólica terrestre y al transporte y distribución de electricidad (que pueden compartir el territorio con otros usos como la producción de alimento), la ocupación del territorio se reduce a un 0,4 %, del orden de una tercera parte de la del sistema eléctrico actual (a pesar de la mayor electrificación planteada en el contexto E3.0).

En conclusión, mientras el caso con mix BAU tiene una huella ecológica totalmente externalizada que representaba el 226 % del territorio peninsular en el año 2007, y que llegaría a ser el 358 % del territorio peninsular en el año 2050, para el contexto E3.0 todos los casos considerados conducen a una internalización completa de la huella ecológica del sistema energético, al estar basados al 100 % en generación renovable. Si se dejan

de lado los posibles requerimientos de ocupación del territorio para cubrir la demanda del sector 'usos no energéticos' con combustibles de origen renovable, la ocupación del territorio del sistema energético para el contexto E3.0 en el año 2050 oscila entre un 10,4 % del territorio peninsular, para un mix de generación que plantee un equilibrio entre el uso de biomasa procedente de cultivos energéticos y de hidrógeno procedente de electricidad renovable y que se apoye en un mix de generación eléctrica diverso y compatible con las estructuras de costes de las distintas tecnologías así como su estado de desarrollo actual, y un 0 % para un mix de generación apoyado exclusivamente en tecnologías renovables sin repercusión sobre la ocupación del territorio como la fotovoltaica integrada, la eólica marina y las olas (de las cuales se dispone de suficiente potencial para proporcionar la cobertura completa de la demanda en un contexto E3.0), o con un apoyo de formas de biomasa sin repercusión en la ocupación del territorio (biomasas residuales, biomasas de origen marino).

