

7. Conclusiones

7. Conclusiones

Aún en el caso de que tuviera sentido plantearse un escenario BAU (Business as usual) en el cual la demanda eléctrica en el 2050 se cubriera con centrales de ciclo combinado alimentadas con gas natural, los costes de la electricidad generada con esta tecnología serían considerablemente superiores a los que nos proporcionarían la gran mayoría de tecnologías renovables. En efecto, los incrementos en el coste de un combustible escaso sobre el que se aplicaría una gran demanda, y la internalización de los impactos ambientales asociados al uso de este combustible, conducirían a costes normalizados de la electricidad (LEC) por encima de 15 c€/kWh_e.

Existen múltiples argumentos para desaconsejar el uso de la energía nuclear en la constitución del mix energético encaminado a resolver el desafío energético-ambiental en el que nos encontramos. La tecnología de fusión, dejando aparte los posibles problemas que tenga asociados, no estará disponible como herramienta útil en el plazo del que disponemos para resolver el problema, y por tanto no podemos contar con ella. La tecnología de fisión requeriría para su incorporación afrontar la resolución de su problemática actual, lo cual conduciría a un importante incremento de costes, que a pesar de la gran incertidumbre que tiene asociada podríamos esperar que condujera a un LEC del orden de los 20 c€/kWh_e, considerablemente superior a los costes de la electricidad con muchas tecnologías renovables en el 2050.

La eólica terrestre, de cara al año 2050, nos proporciona costes de la electricidad generada

en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT) que para todos los emplazamientos peninsulares (según series temporales seleccionadas) se encuentran entre $LEC_{\min} = 1,51$ c€/kWh_e y $LEC_{\max} = 8,09$ c€/kWh_e. Estos costes son significativamente inferiores a los de cualquier escenario BAU para el año 2050, lo cual proporciona a la eólica un gran margen de participación en la regulación de potencia sin conducir a costes superiores de los asociados a escenarios BAU.

La eólica marina, de cara al año 2050, nos proporciona costes de la electricidad generada en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT) que para todos los emplazamientos (según series temporales seleccionadas) se encuentran entre $LEC_{\min} = 3,08$ c€/kWh_e y $LEC_{\max} = 7,23$ c€/kWh_e. Estos costes son significativamente inferiores a los de cualquier escenario BAU para el año 2050, lo cual proporciona a la eólica marina un gran margen de participación en la regulación de potencia sin conducir a costes superiores de los asociados a escenarios BAU.

La fotovoltaica con seguimiento azimutal, de cara al año 2050, nos proporciona costes de la electricidad generada en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT) que para todos los emplazamientos peninsulares (según series temporales seleccionadas) se encuentran entre $LEC_{\min} = 7,65$ c€/kWh_e y $LEC_{\max} = 14,44$ c€/kWh_e. Estos costes son inferiores a los de cualquier escenario BAU para el año 2050 en bastantes emplazamientos peninsulares

lo cual proporciona a la fotovoltaica azimutal un cierto margen de participación en la regulación de potencia sin conducir a costes superiores de los asociados a escenarios BAU.

La fotovoltaica integrada en la edificación, de cara al año 2050, nos proporciona costes de la electricidad generada en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT) que para todos los emplazamientos peninsulares (según series temporales seleccionadas) y considerando todas las orientaciones posibles, se encuentran entre $LEC_{\min} = 10,33 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 47,88 \text{ c€/kWh}_e$. Para el caso de integración en cubierta, los costes se encuentran entre $LEC_{\min} = 10,33 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 20,12 \text{ c€/kWh}_e$, proporcionando bastantes emplazamientos peninsulares con costes inferiores a los de los escenarios BAU para el año 2050. Para el caso de integración en fachada sur, los costes se encuentran entre $LEC_{\min} = 18,36 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 32,65 \text{ c€/kWh}_e$, del orden o ligeramente superiores a los de los escenarios BAU, al igual de lo que sucede para el caso de integración en fachada SE / SW, cuyos costes se encuentran entre $LEC_{\min} = 19,50 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 36,00 \text{ c€/kWh}_e$. Para el caso de integración en fachada E / W, los costes se encuentran entre $LEC_{\min} = 26,21 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 47,88 \text{ c€/kWh}_e$, significativamente superiores a los de los escenarios BAU.

La termosolar, de cara al año 2050, nos proporciona costes de la electricidad generada en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT) que para todos los emplazamientos provinciales (según series temporales seleccionadas)

se encuentran entre $LEC_{\min} = 3,07 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 8,13 \text{ c€/kWh}_e$. Estos costes son significativamente inferiores a los de cualquier escenario BAU para el año 2050, lo cual proporciona a la termosolar un gran margen de participación en la regulación de potencia sin conducir a costes superiores de los asociados a escenarios BAU.

La geotérmica HDR, de cara al año 2050, nos proporciona costes de la electricidad generada en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT) que para todos los emplazamientos provinciales (según series temporales seleccionadas) se encuentran entre $LEC_{\min} = 3,81 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 3,96 \text{ c€/kWh}_e$. Estos costes son significativamente inferiores a los de cualquier escenario BAU para el año 2050, lo cual proporciona a la geotérmica HDR un gran margen de participación en la regulación de potencia sin conducir a costes superiores de los asociados a escenarios BAU.

La tecnología de las olas, de cara al año 2050, nos proporciona costes de la electricidad generada en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT) que para todos los emplazamientos provinciales (según series temporales seleccionadas) se encuentran entre $LEC_{\min} = 5,6 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 50,0 \text{ c€/kWh}_e$ si consideramos la caracterización tecnológica actual. En los emplazamientos atlánticos, estos costes son inferiores a los de cualquier escenario BAU para el año 2050, lo cual proporciona a la tecnología de las olas un cierto margen de participación en la regulación de potencia sin conducir a costes superiores de los asociados a escenarios BAU. Sin embargo, en los emplazamientos

mediterráneos estos costes quedan por encima de los de los escenarios BAU y de los de otras tecnologías renovables, por lo que difícilmente se justificará un gran desarrollo de esta tecnología en la costa mediterránea a no ser que mejore significativamente la matriz de potencias. En el caso de asumir una mejora en los factores de capacidad como la que se menciona en la literatura, los costes de la electricidad generada en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT), para todos los emplazamientos provinciales (según series temporales seleccionadas), se encuentran entre $LEC_{\min} = 3,34 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 15,36 \text{ c€/kWh}_e$. Como vemos, estos costes ya sí que caen por debajo de los de los escenarios BAU en la mayoría de provincias, resultando muy inferiores en las provincias de mejor recurso de oleaje.

La biomasa, de cara al año 2050, nos proporciona costes de la electricidad generada en caso de trabajar a su máximo factor de capacidad (modo máxima potencia- MPPT) que para los distintos biocombustibles considerados se encuentran entre $LEC_{\min} = 4,60 \text{ c€/kWh}_e$ y $LEC_{\max} = 8,06 \text{ c€/kWh}_e$. Estos costes son significativamente inferiores a los de cualquier escenario BAU para el año 2050, lo cual proporciona a la biomasa un gran margen de participación en la regulación de potencia sin conducir a costes superiores de los asociados a escenarios BAU.

Los niveles de LEC anteriormente presentados se corresponden a la operación de las tecnologías en modo MPPT. Pero en el caso de implementar un mix de elevada contribución renovable para cubrir la demanda eléctrica, y especialmente en ausencia de una

activa y efectiva gestión de la demanda, es preciso introducir una elevada capacidad de regulación de potencia para acoplar la capacidad de generación con la demanda a lo largo de todas las horas del año. Todas las tecnologías renovables tiene una elevada capacidad técnica de regulación de potencia, pero dado que su estructura de costes en ciclo de vida está muy desplazada hacia la inversión inicial (poco peso de los costes de operación) el LEC presenta una gran dependencia del ratio del factor de capacidad con el que se use la tecnología al máximo (medida de sus requerimientos de regulación), de tal forma que al reducirse CF/CF_{\max} el LEC se incrementa de forma prácticamente hiperbólica. Bajo la estructura de costes actual esto marca una gran diferencia con las tecnologías convencionales, y especialmente los ciclos combinados, que al tener sus costes en ciclo de vida mucho más desplazados hacia los costes de operación presentan una dependencia mucho menor del LEC con CF/CF_{\max} . Desde este punto de vista se podría concluir que para el proceso de transición del modelo energético hacia la sostenibilidad podría resultar apropiado complementar los mix de creciente contribución renovable con centrales de ciclo combinado en modo regulación. Es de resaltar que el modo de operación de las centrales de ciclo combinado en este proceso diferiría del actual en el cual están operando prácticamente a carga base. Esto podría obligar a adaptar sucesivamente los diseños de estas centrales para limitar el desgaste adicional que genera la operación a carga parcial del ciclo de potencia. Las centrales nucleares presentan un coste en ciclo de vida mucho más desplazado hacia la inversión inicial, por lo que su LEC es más sensible a la reducción

de CF/CF_{\max} que los ciclos combinados, lo cual añadido a su mayor dificultad técnica de contribuir de forma efectiva a la regulación de potencia necesaria para el proceso de transición, desaconsejan su implementación para complementar los mix de generación eléctrica con creciente contribución renovable.

Para la estructura de costes del año 2050, al reducirse los costes de inversión de las tecnologías renovables por completar la evolución a lo largo de sus curvas de aprendizaje, y encarecerse el coste de la electricidad "convencional" por el agotamiento de recursos e internalización de costes, si bien sigue siendo cierto que la pendiente de la curva del LEC como función de CF/CF_{\max} sigue siendo menor para las centrales de ciclo combinado, la mayoría de tecnologías renovables se mantienen con niveles de LEC inferiores a los del ciclo combinado en todo el intervalo de regulación de interés. Esto nos permite concluir que dada la disponibilidad suficiente de potencial renovable, de cara al año 2050, incluso desde un punto de vista económico resulta desaconsejable incluir ciclos combinados en el mix de generación.

La gran dependencia del LEC de las tecnologías renovables con su requerimiento de regulación (CF/CF_{\max}), permite concluir la gran importancia de los procesos de integración en el sistema energético para abastecer de forma coordinada la demanda eléctrica con el resto de demandas energéticas. Así mismo, esta situación pone de relieve la importancia de introducir una activa y efectiva gestión de la demanda para minimizar los requerimientos de disipación de capacidad de generación de estos mix basados en renovables.

Algunas tecnologías renovables, y en particular la fotovoltaica integrada en la edificación, requieren una explotación con elevado CF/CF_{\max} para poderse justificar económicamente, por lo que no deberían emplearse para regular potencia (aunque técnicamente podrían hacerlo de forma muy sencilla y rápida). En cambio, una regulación de estas tecnologías basada en la integración energética y la gestión de la demanda sí que sería apropiada por permitir valorizar su potencial de generación.

Con el fin de introducir la problemática del sistema renovable peninsular, introducir conceptos y ganar perspectiva, hemos empezado por desarrollar un estudio de una aplicación autónoma (vivienda aislada) dotada de un sistema energético que pretende cubrir su demanda eléctrica con fuentes renovables. Se han considerado tres sistemas de generación: eólico, fotovoltaico e híbrido eólico-fotovoltaico. De este estudio podemos sacar varias conclusiones relevantes:

- En ausencia de almacenamiento, en el sistema autónomo para el emplazamiento considerado (Coruña):
 - La cobertura de la demanda eléctrica del sistema autónomo requiere sobredimensionados exagerados del parque generador. Con $SM = 30$ todavía sigue existiendo un déficit de cobertura de la demanda del orden del 10 – 30% según el sistema implementado.
 - A pesar de que el sistema eólico es el que presenta, en el emplazamiento considerado, un mayor potencial de generación (mayor CF para modo de operación MPPT), al acoplarlo a la demanda de

electricidad el sistema eólico pasa a ser el que proporciona una menor cobertura de la demanda: la correlación entre recurso energético y demanda puede tener un papel más importante en las actuaciones energéticas de un sistema de generación renovable que el potencial de esta tecnología operada independientemente de la demanda (modo MPPT).

- La diversidad tecnológica, debido a la falta de correlación entre los recursos energéticos asociados, permite alcanzar unas actuaciones técnicas significativamente superiores a las obtenidas al basar el sistema energético en sólo una tecnología. En el caso del sistema autónomo considerado, un sistema dimensionado con $SM = 30$ permite cubrir el 91,92% si emplea las dos tecnologías (eólica y fotovoltaica), mientras que si está basado sólo en la fotovoltaica sólo cubre un 73,66% de la demanda, y el sistema basado sólo en eólica sólo cubre un 70,22% de la demanda.
- Diseños del parque generador destinados a obtener una elevada cobertura de la demanda conllevan una enorme disipación de energía. Así, para los diseños con $SM = 30$, el sistema híbrido eólico-fotovoltaico requiere disipar 12,21 veces la demanda energética anual, mientras que en los casos de los sistemas basados sólo en fotovoltaica o sólo en eólica las necesidades de disipación son respectivamente 11,39 y 13,59 veces la demanda energética anual. Ante una cantidad tan elevada de requerimientos de disipación surge con mucha fuerza el concepto de sistemas integrados de suministro energético, en contraposición al uso de

distintos sistemas para satisfacer distintas demandas energéticas. En efecto, este enorme excedente de energía, que en el caso de usar el sistema de generación sólo para cubrir la demanda eléctrica sería disipado, puede valorizarse al emplearlo para cubrir otros componentes de la demanda energética (ACS, calefacción, refrigeración, transporte,...).

- Los LEC y CE_{CO_2} de estos sistemas de generación autónomos, incluso con coberturas limitadas de la demanda, son tremendamente elevados frente a los costes de la electricidad del sistema peninsular a los que estamos acostumbrados. Así, por ejemplo, para SF del orden del 60% los LEC del sistema híbrido, el fotovoltaico y el eólico son respectivamente $LEC = 78,90 \text{ c€/kWh}_e$, $LEC = 193,56 \text{ c€/kWh}_e$, y $LEC = 208,49 \text{ c€/kWh}_e$, y los costes de eliminación de CO_2 son $CE_{CO_2} = 1898 \text{ €/Tm-CO}_2$, $CE_{CO_2} = 4804 \text{ €/Tm-CO}_2$ y $CE_{CO_2} = 5182 \text{ €/Tm-CO}_2$. Conviene resaltar también que estos costes son mucho más elevados que los correspondientes a cada uno de estos parques de generación trabajando en modo MPPT, y que además su orden relativo se ve modificado. En efecto, para el modo de operación MPPT, los LEC del sistema híbrido, el fotovoltaico y el eólico son respectivamente $LEC = 42,64 \text{ c€/kWh}_e$, $LEC = 59,10 \text{ c€/kWh}_e$, y $LEC = 26,42 \text{ c€/kWh}_e$. En concreto podemos apreciar cómo la eólica, con un LEC en modo MPPT significativamente inferior al de los otros dos sistemas de generación, pasa a ser la tecnología más cara cuando se acopla a la carga. De aquí se desprende otra conclusión importante que hay que retener de cara al estudio

- del sistema peninsular: los LEC en modo de operación MPPT, si bien pueden ser indicativos del potencial de la tecnología, no permiten sacar conclusiones de los LEC al operar en modo regulación para cubrir la demanda energética. Además, se debe tener precaución al hacer comparativas entre los LEC en modo MPPT de distintas tecnologías pues al pasar a operar en modo regulación para cubrir la demanda puede modificarse el orden de mérito. Otro aspecto relevante al comparar los valores del LEC en modo MPPT y en modo regulación, es el potencial de ahorro al integrar el sistema energético, en cuyo caso, al dar uso a toda la energía generada, el LEC pasa a ser el del modo MPPT.
- Al incorporar almacenamiento, en el sistema autónomo para el emplazamiento considerado (Coruña):
 - La capacidad de acumulación permite alcanzar SF mucho más elevadas con SM mucho más bajos. Puesto que al ir aumentando el SM la capacidad de generación potencial del sistema rápidamente supera a la demanda anual, de tal forma que en ausencia de acumulación domina la disipación al déficit energético, la capacidad de acumulación permite redistribuir esa potencia excedente para poder disponer de ella en los momentos de déficit. El proceso de trasvase energético a través del sistema de acumulación conlleva unas ciertas pérdidas energéticas, pero con un SM suficientemente elevado, el potencial de generación supera en mucho a la demanda proporcionado el margen suficiente.
 - Al añadir capacidad de acumulación puede invertirse el orden de mérito entre los sistemas generadores. Así sucede en este caso con la eólica y la fotovoltaica: al superar una cierta capacidad de acumulación, el sistema eólico puede disponer de su mayor capacidad de generación potencial por haber resuelto los problemas de falta de correlación con la demanda, pasando a proporcionar mayores SF que el sistema fotovoltaico a igualdad de SM y capacidad de acumulación, en cuyo caso los menores costes de inversión del sistema eólico se dejan sentir completamente sobre los costes de la electricidad.
 - Al añadir capacidad de acumulación, incluso con $SM = 5$, tanto el sistema eólico como el híbrido son capaces de conseguir una cobertura total de la demanda con capacidades de acumulación del orden de 15 días de autonomía. Esta situación ya resulta mucho más favorable que la que encontrábamos en ausencia de almacenamiento, donde incluso con SM por encima de 30 no se conseguía cubrir toda la demanda.
 - Para bajas capacidades de acumulación, ésta es tremendamente efectiva para reducir tanto la potencia a disipar como la deficitaria, sin embargo, al ir aumentando la capacidad de acumulación del sistema, ésta se va haciendo menos efectiva, indicando que llegará un punto a partir del cual otras medidas como la gestión de la demanda, serán mucho más efectivas para reducir la disipación y el déficit que seguir aumentando la capacidad de acumulación. Para el sistema híbrido esto sucede para capacidades de acumulación

en torno a 3 días, mientras que para el sistema eólico es en torno a 6 días.

- En términos de costes, la presencia de la capacidad de acumulación modifica considerablemente la situación respecto al caso sin capacidad de acumulación. Por un lado, y a pesar del coste relativamente elevado de la acumulación electroquímica, los costes de la electricidad producida con acumulación son inferiores a los de la electricidad producida sin acumulación (para valores de SF de medio a altos). Por otro lado, el orden de mérito entre las tecnologías de generación consideradas se ve significativamente modificado en este emplazamiento, pasando a ser la eólica la que proporciona un valor inferior del LEC en todo el rango de SF, si bien, para SF superiores al 90% el LEC eólico prácticamente es igual al del sistema híbrido.
- Desde el punto de vista de costes, existe un diseño óptimo para cada tecnología, emplazamiento y SM empleado. Para el sistema eólico, en el caso de emplear $SM = 5$, el diseño óptimo desde el punto de vista de costes es uno con una capacidad de acumulación de 1,5 días de autonomía, y proporciona $SF = 74,26\%$ con $LEC = 98,09 \text{ c€/kWh}_e$ y $CE_{CO_2} = 2384 \text{ €/Tm-CO}_2$, pero el mínimo es bastante llano, permitiendo ir a diseños de mayor SF con costes parecidos. Para el sistema híbrido, en el caso de emplear $SM = 5$, el diseño óptimo desde el punto de vista de costes es uno con una capacidad de acumulación de 1 día de autonomía, y proporciona $SF = 88,54\%$ con $LEC = 112,86 \text{ c€/kWh}_e$ y $CE_{CO_2} = 2759 \text{ €/Tm-CO}_2$. Para el sistema

fotovoltaico, en el caso de emplear $SM = 5$, el diseño óptimo desde el punto de vista de costes es uno con una capacidad de acumulación de 2 días de autonomía, y proporciona $SF = 84,35\%$ con $LEC = 157,28 \text{ c€/kWh}_e$ y $CE_{CO_2} = 3884 \text{ €/Tm-CO}_2$. Estos diseños óptimos presentan SF suficientemente elevadas como para plantearse la adopción de otras medidas, como la gestión de la demanda, para cubrir / gestionar el déficit energético restante. Para cada valor del SM existe un diseño óptimo desde el punto de vista de costes, y de entre todos estos se podría seleccionar la combinación óptima de SM y capacidad de almacenamiento para cada combinación de emplazamiento, demanda, y sistema generador.

En una primera aproximación a los sistemas de generación basados en energías renovables suele sorprender y ser motivo de rechazo los valores aparentemente altos del parámetro empleado para caracterizar el dimensionado (SM : múltiplo solar) y del empleado para caracterizar técnicamente el uso que se hace de la potencia instalada (CF : factor de capacidad). Sin embargo esta situación es totalmente irrelevante y está exclusivamente asociada a la convención sobre la definición de la potencia nominal de los sistemas de energías renovables (numerador de SM y denominador de CF). En efecto, para prácticamente todas las tecnologías renovables se elige como potencia de referencia para definir estos dos parámetros (SM y CF) una potencia considerablemente superior a la potencia media de operación de la instalación. Si eligiéramos como potencia nominal de los sistemas de generación basados en renovables su potencia

media (dependiente del emplazamiento), los SM y CF serían del orden de los que encontramos en las tecnologías de generación "convencionales".

La viabilidad de un sistema de generación peninsular basado en renovables, cobra muchos más visos de realidad, cuando constatamos que dispone de muchas más herramientas para constituirse que un sistema eólico-fotovoltaico autónomo para cubrir la demanda eléctrica de una vivienda aislada. Diversidad tecnológica, dispersión espacial de demanda y generación, diversidad de almacenamiento, potencial gestión de demanda, capacidad de regulación de generación, disponibilidad de potencia rodante... son todos ellos factores que hacen del sistema renovable a escala peninsular un sistema relativamente más sencillo de implementar que el sistema autónomo para una vivienda aislada.

La dispersión espacial de la potencia instalada conduce a una regularización de la generación con tecnologías renovables asociada a la falta de correlación temporal del recurso disponible en los distintos emplazamientos. Este efecto se hace más patente al aumentar la distancia entre los emplazamientos considerados, y su escala característica depende de la tecnología considerada. El ejemplo más claro es la energía solar, que en una escala planetaria permitiría una generación prácticamente constante de potencia a lo largo de todo el día. Sin embargo, en la escala peninsular, el recurso solar está muy correlacionado, por lo que la reducción en su desviación tipo por la distribución espacial de la potencia instalada es relativamente pequeña. En cambio, con el recurso eólico, la escala

peninsular es ya significativa para manifestar los efectos de la falta de correlación espacio-temporal entre los distintos emplazamientos, conduciendo a una serie de potencia eólica total mucho más regular que la de cualquiera de los emplazamientos considerados. De hecho, incluso a nivel provincial ya sería importante este efecto en el recurso eólico, y por falta de disponibilidad de datos no lo hemos tenido en cuenta, lo cual nos conduce a una aproximación conservadora de las capacidades del recurso eólico para cubrir la demanda eléctrica.

La serie de demanda eléctrica peninsular es bastante regular gracias a los efectos de dispersión espacial y simultaneidad del gran número de consumidores, con una demanda mínima anual que es el 42,96% de la demanda máxima. La desviación tipo de la serie de demanda anual unitaria (referida a la demanda máxima) es de $\sigma_u = 0,1092 \text{ MW/MW}_{\text{max}}$.

La tecnología eólica off-shore constituye, a nivel medio peninsular, un recurso energético dominante en los meses de invierno-otoño, viéndose significativamente reducida su capacidad de generación en los meses centrales del año. En los distintos emplazamientos considerados la desviación tipo de la potencia unitaria referida a la potencia nominal evoluciona desde $\sigma = 0,266 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ en el emplazamiento más regular hasta $\sigma = 0,383 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ en el emplazamiento de mayor variabilidad. Los efectos de la dispersión espacial quedan reflejados por el valor alcanzado por la desviación tipo de la serie peninsular obtenida al promediar todos los emplazamientos, que para esta tecnología resulta ser de $\sigma = 0,175 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$.

La tecnología eólica terrestre constituye, a nivel medio peninsular, un recurso energético dominante en los meses de invierno-otoño, viéndose significativamente reducida su capacidad de generación en los meses centrales del año. En los distintos emplazamientos considerados la desviación tipo de la potencia unitaria referida a la potencia nominal evoluciona desde $\sigma = 0,172 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ en el emplazamiento más regular hasta $\sigma = 0,389 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ en el emplazamiento de mayor variabilidad. Los efectos de la dispersión espacial quedan reflejados por el valor alcanzado por la desviación tipo de la serie peninsular obtenida al promediar todos los emplazamientos, que para esta tecnología resulta ser de $\sigma = 0,167 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$.

La tecnología termosolar constituye, a nivel medio peninsular, un recurso energético dominante en los meses de primavera-verano. En los distintos emplazamientos considerados la desviación tipo de la potencia unitaria referida a la potencia nominal evoluciona desde $\sigma = 0,368 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ en el emplazamiento más regular hasta $\sigma = 0,453 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ en el emplazamiento de mayor variabilidad. Los efectos de la dispersión espacial quedan reflejados por el valor alcanzado por la desviación tipo de la serie peninsular obtenida al promediar todos los emplazamientos, que para esta tecnología resulta ser de $\sigma = 0,273 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$.

La tecnología fotovoltaica azimutal constituye, a nivel medio peninsular, un recurso energético dominante en los meses de primavera-verano, aunque con una mayor regularidad estacional que el termosolar. En los distintos emplazamientos considerados la desviación tipo de la potencia unitaria

referida a la potencia nominal evoluciona desde $\sigma = 0,219 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ en el emplazamiento más regular hasta $\sigma = 0,318 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ en el emplazamiento de mayor variabilidad. Los efectos de la dispersión espacial quedan reflejados por el valor alcanzado por la desviación tipo de la serie peninsular obtenida al promediar todos los emplazamientos, que para esta tecnología resulta ser de $\sigma = 0,249 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$.

La tecnología fotovoltaica integrada en la edificación (orientaciones: 4 cubierta + 2S + 2SE + 2SW + 1E + 1W) constituye, a nivel medio peninsular, un recurso energético dominante en los meses de otoño-primavera. En los distintos emplazamientos considerados la desviación tipo de la potencia unitaria referida a la potencia nominal evoluciona desde $\sigma = 0,108 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ hasta $\sigma = 0,162 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$. Mientras que la desviación tipo de la serie peninsular obtenida al promediar todos los emplazamientos, que para esta tecnología resulta ser de $\sigma = 0,126 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$. Sin embargo, en esta tecnología, en la que en muchos emplazamientos la potencia desarrollada a lo largo de todo el año está considerablemente por debajo de la potencia nominal empleada para caracterizar la instalación, los valores de la desviación tipo de las series de potencia adimensionalizadas con la potencia nominal no son representativos, por quedar camuflada la variabilidad con el elevado valor de la potencia de referencia. Si adoptamos la potencia media anual en cada emplazamiento para caracterizar la potencia instalada, la desviación σ de las series de potencia adimensionalizadas con la potencia media anual oscilan entre $\sigma = 1,834 \text{ MW/MW}_{\text{medio}}$ en el emplazamiento de mayor variabilidad y $\sigma = 1,488 \text{ MW/MW}_{\text{medio}}$ en el emplazamiento de menor variabilidad,

mientras que la serie peninsular resultante de promediar las distintas series provinciales tiene $\sigma = 1,375 \text{ MW/MW}_{\text{medio}}$. Estos valores nos muestran cómo incluso para la fotovoltaica integrada en la edificación la dispersión espacial tiene un efecto significativo en la regularización de la serie de potencia peninsular.

Las series de potencia de las olas, adimensionalizadas con la potencia nominal, tienen una desviación tipo que oscila entre $\sigma = 0,2516 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ y $\sigma = 0,0525 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$ mientras que la serie peninsular resultante de promediar las distintas series provinciales tiene $\sigma = 0,0839 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$. Pero con la tecnología de las olas pasa algo parecido a lo que encontramos con la fotovoltaica azimutal, pero todavía más acentuado: la potencia desarrollada a lo largo del año es tan baja respecto a la potencia nominal que la potencia nominal no resulta una buena referencia para evaluar la variabilidad de las series temporales. Al adoptar como referencia la potencia media anual, la desviación tipo de las series temporales provinciales oscila entre $\sigma = 3,3876 \text{ MW/MW}_{\text{medio}}$ y $\sigma = 0,9364 \text{ MW/MW}_{\text{medio}}$, mientras que la serie peninsular resultante de promediar las distintas series provinciales tiene $\sigma = 0,8823 \text{ MW/MW}_{\text{medio}}$.

La variabilidad de la tecnología hidroeléctrica es considerablemente inferior a la de las otras tecnologías renovables consideradas. El efecto de acumulación y concentración de las cuencas hidrológicas proporcionan una regularización de la disponibilidad del recurso cuya variación queda representada por la evolución del producible hidroeléctrico. Las centrales de agua fluyente se verían principalmente afectadas por esta variación temporal. Las centrales con capacidad de acu-

mulación (embalse) pueden regular su generación desplazándola según las necesidades del sistema. La explotación de estas centrales depende por tanto de los requerimientos y optimización económica del parque generador implementado. Dado que esta capacidad de acumulación (a la que se añaden las centrales de bombeo) representa un elemento importante en un sistema de generación basado en renovables, y dado que la estructura de costes de este sistema de generación es distinta de la del sistema "convencional", cabe esperar una modificación de la explotación del sistema hidroeléctrico respecto a las condiciones actuales.

Las tecnologías de biomasa y geotérmica pueden tener una regularidad de generación idéntica a la de cualquier central fósil o nuclear operando en carga base, por lo que la variabilidad temporal de su capacidad de generación puede ser prácticamente nula ($s = 0$). Sin embargo, estas tecnologías, y especialmente la biomasa, dada su capacidad de acumulación pueden jugar un papel importante en la regulación de un sistema de generación basado en renovables, que las podría llevar a operar de forma más discontinua cubriendo los huecos dejados por el resto de tecnologías de generación. Pero en el caso de operar estas centrales en modo regulación, su factor de capacidad se ve significativamente reducido, con lo que sus costes de generación se disparan. Por tanto, en el fondo, el que sean éstas u otras tecnologías del sistema (eólica, fotovoltaica, olas,...) las que deban operar en modo regulación dependerá de la estructura de costes de cada una de ellas. En este sentido, los planteamientos son distintos antes y después de haber realizado la inversión en el parque generador. Antes de realizar la

inversión puede compensar invertir más en tecnologías más baratas puesto que proporcionan margen de regulación reduciendo su factor de capacidad hasta igualar los costes anuales de las tecnologías más caras. Después, una vez hecha la inversión, conviene dejar la regulación en las tecnologías con mayor coste de operación, como la biomasa, pues el reducir su factor de capacidad proporciona un mayor ahorro que en otras tecnologías. Otra característica diferencial de la biomasa y geotérmica es su capacidad de proporcionar una garantía de potencia en cualquier momento del año. Sin embargo, para la potencia rodante del sistema hay alternativas de menor coste que implementar estas tecnologías, como la hibridación de las centrales termosolares.

El análisis temporal desarrollado está basado en unas series temporales específicas, representando un año concreto (aunque algunas de ellas representan un año medio característico). Por tanto, en otro año distinto, con otra disponibilidad temporal distinta del recurso energético, podrían esperarse unos resultados distintos. Sin embargo, el análisis temporal a nivel peninsular basado en series específicas con resolución provincial, gracias a los importantes efectos de regularización de la capacidad de generación aportados tanto por la dispersión espacial como por la diversidad tecnológica, es de esperar que nos conduzca a conclusiones generales sobre las principales características técnico-económicas de estos sistemas de generación basados en renovables. Es decir, un mix de generación que sea capaz de cubrir la demanda de forma satisfactoria asumiendo estas series temporales del recurso, en otro año distinto, aunque a nivel horario operara de forma

distinta dada la modificación de las series temporales de disponibilidad del recurso, es de esperar que tuviera la misma capacidad de cubrir la demanda siempre y cuando esté basado en una dispersión espacial y diversidad tecnológica suficientes. Añadiendo disponibilidad de potencia rodante aumentamos la seguridad de capacidad de suministro ante modificaciones de las series temporales de disponibilidad de recurso. En este estudio nos hemos centrado en analizar el acoplamiento generación-demanda para distintos mix sometidos a las mismas series temporales, y sin asumir actuación alguna por parte de la gestión de la demanda. Una vez seleccionado un mix determinado sería adecuado realizar estudios de sensibilidad a la modificación de las series temporales de disponibilidad del recurso, pero a fin de acercarse más a las condiciones adecuadas de explotación de estos sistemas habría que incorporar la gestión de la demanda al análisis. Estos estudios de sensibilidad quedan fuera del alcance de este proyecto.

La tecnología termosolar, tanto por su elevado potencial peninsular, como por su capacidad de hibridación con la biomasa ofreciendo una importantísima disponibilidad de potencia rodante para cubrir puntas de déficit de potencia, como por su capacidad de acumulación energética en base diaria (15 h), constituye una pieza fundamental de un sistema de generación basado en renovables. Si a esto le añadimos el hecho de la importante actividad económica que puede generar si su desarrollo se centra en nuestro país, así como la oportunidad histórica de contribuir al desarrollo sostenible del planeta conduciendo hacia la viabilidad una tecnología de gran importancia para muchas

otras regiones prioritarias del mundo, al mismo tiempo que nos colocamos al frente de este sector industrial, resulta evidente que habría que hacer todo lo posible para incentivar y amplificar el incipiente despegue que esta tecnología está teniendo en nuestro país durante los últimos años.

La diversidad tecnológica a nivel peninsular y con todas las tecnologías consideradas, constituye una importante característica del mix de generación renovable, conduciendo a una gran regularización temporal del recurso energético disponible. Así, por ejemplo, en el caso del mix homogéneo provincial y tecnológicamente desfavorable por emplear emplazamientos de bajo recurso energético con el mismo peso de los de elevado recurso, nos proporciona una desviación tipo de la serie peninsular de disponibilidad de potencia de $\sigma = 0,0655 \text{ MW/MW}_{\text{inst}}$.

La utilización de la capacidad de regulación de tecnologías como la hidroeléctrica, la biomasa y la geotérmica con una elevada disponibilidad temporal para cubrir picos de déficit de potencia tiene un gran efecto sobre los requerimientos de potencia total nominal para cubrir la demanda en el instante crítico. Un análisis preliminar del mix tecnológico propuesto en (IIT, 2005) nos muestra que poniendo en juego esta capacidad de regulación y aumentando la contribución de las tecnologías con mayor disponibilidad en los instantes críticos (puntas de calefacción), es posible reducir los requerimientos de potencia nominal mínima a instalar de 308 GW_p a 119 GW_p. Estos resultados son sin tener en cuenta la capacidad de regulación de la termosolar con sus 15 h de almacenamiento (relativamente de poco peso en las puntas de calefacción), y la gestión

de la demanda, que podría conducir a una reducción muy significativa de los requerimientos de potencia nominal para cubrir puntas de déficit. Por tanto, podemos concluir que el mix-2 con una potencia (homogeneidad provincial) de 185 GW_p, del estilo de la propuesta de forma preliminar en (IIT, 2005), está suficientemente sobre-dimensionado como para hacer frente a la seguridad de suministro, y de hecho presenta margen suficiente para su optimización reduciendo el requerimiento de potencia total a instalar.

En un planteamiento donde operáramos todas las tecnologías del mix de forma pre-determinada en modo MPPT disipando el exceso de potencia disponible del conjunto, la seguridad de suministro se alcanzaría disponiendo de una potencia rodante con capacidad de hacer frente al déficit de potencia de la generación regular frente a la demanda. Esta potencia rodante quedaría constituida por:

- Operación de las tecnologías de mayor disponibilidad temporal (biomasa y geotérmica) con un factor de capacidad menor en operación regular, de tal forma que se disponga en cualquier instante de tiempo de una potencia de reserva sin superar el recurso asignado.
- La capacidad de regulación de potencia y energía de la hidroeléctrica y el bombeo.
- La hibridación con biomasa de las centrales termosolares de tal forma que sus bloques puedan alcanzar la potencia nominal en cualquier instante de tiempo independientemente de la disponibilidad de recurso solar.

En estas condiciones, la demanda eléctrica peninsular del año 2050 podría cubrirse con el mix-4a de 134 GW_p de potencia nominal instalada (homogeneidad provincial), ocupando un 5,7% de la superficie peninsular. En cuanto a la cobertura de potencia, en el instante crítico (14 enero a las 10 h), este mix presenta un déficit de potencia regular de 21,1 GW, mientras que la potencia rodante disponible en este instante de tiempo asciende a 59,2 GW. En términos energéticos, el déficit anual de las aportaciones regulares es de 11,72 TW.h/a, mientras que la generación disponible en las tecnologías regulables asciende a 117 TW.h/a, proporcionando un margen más que suficiente para la cobertura del déficit incluso sin gestionar la capacidad de almacenamiento para aprovechar los requerimientos de disipación. Los requerimientos de disipación de la capacidad de generación regular de este mix ascienden a 124 TW.h/a.

Incluso se podría reducir más la potencia nominal instalada. Un ejemplo sería el mix-4b de 94 GW_p de potencia nominal instalada (homogeneidad provincial), ocupando un 4,4% de la superficie peninsular. En cuanto a la cobertura de potencia, en el instante crítico (10 diciembre a las 20 h), este mix presenta un déficit de potencia regular de 23,6 GW, mientras que la potencia rodante disponible en este instante de tiempo asciende a 49,2 GW. En términos energéticos, el déficit anual de las aportaciones regulares es de 24,4 TW.h/a, mientras que la generación disponible en las tecnologías regulables asciende a 111 TW.h/a, proporcionando un margen más que suficiente para la cobertura del déficit. Los requerimientos de disipación de la capacidad de generación regular de este mix ascienden a

38,6 TW.h/a. La gestión de la capacidad de almacenamiento para aprovechar los requerimientos de disipación añade un recurso adicional para cubrir el déficit de demanda energética. Esta gestión, en primera instancia aprovecharía la capacidad del bombeo hidroeléctrico, y en segundo lugar podría recurrir a vectores energéticos intermedios como el hidrógeno. Incluso para el caso de este mix-4b con sólo 94 GW_p de potencia nominal peninsular instalada, el sistema de acumulación podría llegar a tener un rendimiento total mínimo del 63,2% (=24,4/38,6) para hacer frente por sí sólo a todo el déficit energético de la potencia regular.

Sin duda existen formas más eficientes de operar un sistema de generación basado sólo en energías renovables para cubrir la demanda eléctrica peninsular, pero estos resultados muestran los requerimientos asombrosamente bajos de potencia nominal requerida por un mix de estas características. Estos bajos requerimientos de potencia nominal, considerablemente inferiores a los plantados en el mix preliminar presentado en (IIT, 2005), son una consecuencia directa de los efectos de la diversidad tecnológica y dispersión espacial sobre la regularización de la capacidad de generación.

La existencia de requerimientos de disipación energética muy importantes al cubrir la seguridad de suministro eléctrico con un mix basado en renovables, indica la conveniencia de integrar el sistema energético para cubrir la demanda de energía total, o una parte significativa de la misma, con el sistema de generación eléctrica. En estas condiciones, el excedente de capacidad de generación respecto a la demanda eléctrica

original, podría valorizarse al dedicarlo a la cobertura parcial o total del resto de la demanda energética.

En términos eléctricos, la demanda total del resto de sectores energéticos dependerá de su estructura, de las tecnologías empleadas, y de su evolución hasta el año 2050. La demanda de energía final para el año 2050 que estamos asumiendo es de 1.525 TW.h/a (IIT, 2005). Adoptando como hipótesis que la demanda adicional a la eléctrica se reparta en un 60% para la demanda térmica (sector edificación e industrial) y un 40% para el sector transporte, y que la demanda térmica cubierta con energía eléctrica proporcione un rendimiento total de conversión del 90%, mientras que la demanda del sector transporte se cubra en un 75% con vehículos eléctricos (rendimiento global del 70% para el 2050, cuando en la actualidad se encuentra en torno a un 66%) y un 25% con hidrógeno (rendimiento global del 25% para el año 2050, cuando en la actualidad se encuentra entorno a un 22%), la demanda eléctrica adicional para el 2050 sería de 1862 TW.h/a, conduciendo a un rendimiento global de transformación en el resto de sectores energéticos del 66,9%. Esta demanda constituiría el objetivo de energía a disipar por un mix de generación eléctrica destinado a la cobertura simultánea de la demanda energética total.

El mix-3, con una potencia nominal peninsular (homogeneidad provincial) instalada de 260 GW_p, y ocupando un 13,3% de la superficie peninsular, tiene unos requerimientos de disipación respecto a la demanda eléctrica original de 453 TW.h/a, lo cual permitiría cubrir un 24,3% del resto de la demanda energética peninsular.

El mix-5, con una potencia nominal peninsular (homogeneidad provincial) instalada de 851 GW_p, y ocupando un 14,9% de la superficie peninsular, tiene unos requerimientos de disipación respecto a la demanda eléctrica original de 2.048 TW.h/a, lo cual permitiría cubrir con creces el 100% del resto de la demanda energética peninsular.

Hemos desarrollado un estudio paramétrico del efecto del múltiplo solar sobre las actuaciones técnico-económicas de los sistemas de generación eléctrica peninsulares basados en las energías renovables. La configuración de los distintos mix se ha realizado de forma heurística manteniendo una cierta diversidad tecnológica, no constituyendo por tanto la solución óptima para cada SM en términos de costes. Sin embargo, sí que se ha intentado que la evolución en el SM fuera paralela a la que cabe esperar de la implementación comercial de las tecnologías renovables en nuestro país, partiendo de la situación actual dominada por la hidroeléctrica y la eólica terrestre. Para este estudio paramétrico del SM no se ha tenido en cuenta ninguna capacidad de almacenamiento en el sistema de generación (ni la de la hidroeléctrica actualmente implementada). Todas las tecnologías excepto la biomasa han sido operadas de forma predefinida independientemente del nivel de demanda, reteniendo capacidad de regular tan sólo en el sentido de disipar el exceso de capacidad de generación. La biomasa se ha regulado para evitar la necesidad de disipar la potencia con ella producida. Por tanto, el modo de operación de la biomasa ha sido en punta, cubriendo hasta las posibilidades de su potencia instalada el déficit de potencia dejado por el resto de tecnologías. Los distintos emplazamientos peninsulares de

cada tecnología se han agrupado en un máximo de 5 categorías en función de sus actuaciones técnico-económicas.

Cada categoría ha quedado representada por las actuaciones de la serie temporal obtenida al promediar la de todas las provincias que la integran (no corresponde por tanto a las actuaciones de la mejor provincia dentro de esta categoría). Las categorías de cada tecnología han entrado a configurar los mix de SM creciente por orden de mérito de sus actuaciones. La estructura de costes empleada ha sido la del año 2050. De este estudio paramétrico podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Si bien los mix empleados en este estudio paramétrico no están optimizados para cada SM con el objetivo de mínimo LEC, probablemente sí que quedan mucho más cercanos a la evolución real que seguirá nuestro sistema de generación eléctrica al ir introduciendo tecnologías renovables. Debe tenerse en cuenta que el proceso de optimización para mínimo LEC requeriría una planificación de los procesos de inversión desde el principio de la implementación de tecnologías renovables, teniendo en cuenta los costes de cada tecnología una vez que hubieran recorrido toda su curva de aprendizaje, y evidentemente éste no es el motor que está guiando el desarrollo de las tecnologías renovables en nuestro país.
- Las actuaciones del sistema peninsular en términos de SF y LEC para un SM determinado son tremendamente más favorables que las que obtuvimos en el estudio paramétrico del sistema autónomo,

reflejando los efectos favorables de la dispersión geográfica y diversidad tecnológica sobre la regularización de la capacidad de generación. Lo que en el sistema peninsular conseguimos con un parque generador de $SM = 2$, requiere en un sistema autónomo emplear parques generadores con $SM > 30$.

- A medida que va creciendo el SM, se va reduciendo la utilización de la biomasa en este modo de operación por reducirse mucho su CF. Por tanto, para valores elevados del SM (y por tanto de la SF) resulta más adecuado regular los pequeños picos de potencia deficitaria remanente con una gestión adecuada de la demanda en primer lugar, seguida del aprovechamiento de la potencia rodante que ofrecen algunas de las tecnologías implicadas (hidroeléctrica, geotérmica, y sobre todo la hibridación termosolar), y/o con una pequeña capacidad de almacenamiento capaz de desplazar una pequeña parte del enorme excedente de capacidad de generación hacia la cobertura del pequeño déficit energético ocasionado por estos picos de potencia deficitaria.
- Por tanto, podemos concluir que el uso de la biomasa en un mix de generación renovable con elevada SF, probablemente resulte más apropiado que se quede limitado a la hibridación de las centrales termosolares que no a la implementación de centrales con dedicación específica para la biomasa. Esto tendría la ventaja de que un recurso escaso como es el de la biomasa en nuestro país (IIT, 2005) pueda dedicarse a cubrir las necesidades energéticas en otros sectores (edificación, transporte). Sin embargo,

esta conclusión queda hipotecada a lo apropiado que resulte el modo de operación del sistema de generación que hemos implementado en este estudio paramétrico. De forma ideal, sería un proceso de optimización de costes el que definiera realmente cuánta biomasa conviene que entre en el sistema de generación eléctrica.

- Al crecer el SM el déficit de capacidad de generación es bastante más crítico en términos de potencia que de energía, indicando claramente que la herramienta adecuada para resolverlos es una adecuada gestión de la demanda.
 - El mix con $SM = 1,5$ (67,6 GW_p de potencia nominal) tiene unos requerimientos de ocupación de superficie peninsular del 3,0%. En base anual, este mix nos proporciona una cobertura de la demanda de $SF = 82,4\%$ con un factor de capacidad de la potencia total instalada de $CF = 39,0\%$, y un requerimiento de disipación energética anual, referida a la demanda eléctrica, del 1,0%. El coste de la electricidad, teniendo en cuenta la inversión hidroeléctrica, es de $LEC = 4,82 \text{ c€/kWh}_e$, mientras que el valor mínimo del LEC si todas las tecnologías operaran en MPPT sería de $LEC_{\min} = 4,77 \text{ c€/kWh}_e$.
 - El mix con $SM = 2$ (90,1 GW_p de potencia nominal) tiene unos requerimientos de ocupación de superficie peninsular del 4,4%. En base anual, nos proporciona una cobertura de la demanda de $SF = 91,8\%$ con un factor de capacidad de la potencia total instalada de $CF = 32,6\%$, y un requerimiento de disipación energética anual, referida a la demanda eléctrica,
- del 11,3%. Es de destacar el elevado valor alcanzado de SF con un $SM = 2$ relativamente tan bajo. Los efectos de dispersión espacial de carga y generación, junto a la diversidad tecnológica conducen a una situación tremendamente más favorable para el sistema peninsular basado en renovables que para un sistema autónomo. El coste de la electricidad generada con este mix teniendo en cuenta la inversión hidroeléctrica es de $LEC = 4,84 \text{ c€/kWh}_e$, mientras que el valor mínimo del LEC si todas las tecnologías operaran en MPPT sería de $LEC_{\min} = 4,32 \text{ c€/kWh}_e$.
- Para $SM = 2$ tenemos un déficit y unos requerimientos de disipación bastante equilibrados en base anual (déficit = 22,97 TW.h/a; disipación = 31,52 TW.h/a). En estas condiciones, con una cantidad relativamente pequeña de almacenamiento ya debería ser posible cubrir la demanda con un coste significativamente inferior al de seguir aumentando SM para cubrir los picos de potencia deficitaria.
 - El mix con $SM = 2,5$ (112,7 GW_p de potencia nominal) tiene unos requerimientos de ocupación de superficie peninsular del 6,2%. En base anual, este mix nos proporciona una cobertura de la demanda de $SF = 97,7\%$ con un factor de capacidad de la potencia total instalada de $CF = 27,7\%$, y un requerimiento de disipación energética anual, referida a la demanda eléctrica, del 22,3%. El coste de la electricidad generada con este mix teniendo en cuenta la inversión hidroeléctrica es de $LEC = 5,91 \text{ c€/kWh}_e$, mientras que el valor mínimo del LEC si todas las

tecnologías operaran en MPPT sería de $LEC_{\min} = 4,81 \text{ c€/kWh}_e$.

- A partir de $SM = 2,5$ la potencia a disipar a lo largo del año se acerca ya a la propia demanda eléctrica, superándola en algunos instantes. La cantidad total de energía a disipar alcanza también valores elevados (49,6% de la demanda para $SM = 3$). Este hecho tiene repercusiones directas sobre el incremento en el LEC del sistema de generación, y su distanciamiento del LEC_{\min} obtenido en caso de que se pudiera aprovechar toda la electricidad que tendría capacidad de producir el parque generador. Por tanto, parece apropiado que los mix con $SM > 2,5$ se empleen en el marco de sistemas energéticos integrados, en los cuales el gran excedente de la capacidad de generación de estos mix, relativo a la cobertura de la demanda eléctrica, pueda dedicarse a cubrir otras demandas energéticas.
- El mix con $SM = 4$ (180 GW_p de potencia nominal instalada) se corresponde con la potencia pico del mix preliminar propuesto de forma cualitativa en (IIT, 2005). Ahora, una vez conocida su $SF = 99,7\%$, ya podemos confirmar que este mix tiene efectivamente capacidad de cubrir la demanda. Pero es más, a la vista de la evolución de la SF con el SM incluso podríamos concluir que este mix con $SM = 4$ es del orden del doble de grande de lo que sería necesario para cubrir la demanda de forma racional aprovechando las herramientas de gestión de demanda, capacidad de acumulación y disponibilidad de potencia rodante sinérgica con la potencia instalada de algunas tecnologías.

- A partir de $SM = 4$, en el caso de emplear la capacidad de generación sólo para cubrir la demanda eléctrica, el parque generador se usa con un CF inferior a la mitad de lo que podría proporcionar en modo MPPT.
- Para eliminar completamente los picos de potencia deficitaria en base a instalación de mayor potencia nominal es preciso llegar a $SM = 15$. Esto es técnicamente factible, pues incluso en estas condiciones, con una potencia nominal instalada de 676 GW_p , todavía estamos muy lejos del potencial disponible de las tecnologías renovables en la península (5471 GW_p). Sin embargo, en estas condiciones, el potencial de generación del parque generador es tremendamente superior a la demanda eléctrica (858%), obligando a disipar a lo largo del año el 714% de la demanda eléctrica, o lo que es equivalente 1.999 $TW.h/a$, que es una cantidad de energía suficiente para cubrir el resto de la demanda energética peninsular con energía eléctrica (1.862 $TW.h/a$). La consecuencia de esto es que el parque generador se usa con un factor de capacidad que es el 11,7% del que tendría en el caso de operar en modo de MPPT, repercutiendo directamente en el coste de la energía generada para pasar del $LEC_{\min} = 4,08 \text{ c€/kWh}_e$ que tendría este parque operando en modo MPPT, al $LEC = 33,21 \text{ c€/kWh}_e$ que alcanza al operar en modo regulación. Este gran incremento de costes recomienda el uso de estos mix con elevado SM para sistemas integrales de energía. Sin embargo, a pesar del gran incremento de costes que esto representa, conviene resaltar que el $LEC = 33,21 \text{ c€/kWh}_e$ sigue resultando

tremendamente favorable comparado con el de un sistema autónomo de elevada SF, y del orden del que nos proporcionaría un escenario BAU de parque generador peninsular basado en tecnologías "convencionales".

- El porcentaje que se requiere desarrollar de todas las tecnologías dominantes en los mix propuestos es muy inferior a su techos de potencia (IIT, 2005). Pero es más, de las 5 categorías en las que agrupamos los emplazamientos provinciales de cada tecnología en función de sus actuaciones, para configurar los mix energéticos empleados en este estudio paramétrico (incluso con SM = 15), ha bastado, y de forma bastante holgada, con emplear la primera categoría de las tecnologías dominantes. Puesto que cada categoría viene representada por la serie temporal media de todas las provincias que la componen, y muchas de las tecnologías dominantes en los mix propuestos han desarrollado sólo un pequeño porcentaje de su primera categoría, las actuaciones del mix serían realmente superiores a las expuestas en caso de que, como sería lógico, se desarrollarían primero los emplazamientos provinciales de mejores prestaciones.
- La diferencia entre el LEC y el LECmin, que crece muy pronunciadamente y de forma prácticamente proporcional al aumentar el SM por encima de SM = 2, puede entenderse como la valoración económica del coste de regular con este parque generador para ajustarse a la demanda. Para SM = 2 tenemos {LEC - LECmin} = 0,53 c€/kWh_e. Para SM = 15 tenemos {LEC - LECmin} = 29,13 c€/kWh_e.
- Tomando como base los diseños con SM = 2,5, es posible mejorar el LEC al reducir (y eventualmente anular) la participación de la biomasa, y reducir la participación de la tecnología de las olas, que con las prestaciones actuales tiene costes elevados. El mix-19 reduce en 0,57 c€/kWh_e el LEC del mix-10 con igual SM y parecida SF.
- Puesto que en el momento actual es la tecnología eólica terrestre la que presenta con diferencia un mayor desarrollo comercial, y además resulta ser la de menor coste (en los buenos emplazamientos) incluso con la estructura de costes del año 2050, resulta interesante plantearse la pregunta de si no convendría más seguir la tendencia actual y acabar implementando un mix renovable basado prácticamente en la tecnología eólica. Con el fin de clarificar esta cuestión hemos procedido a analizar dos mix adicionales basados en tecnología eólica terrestre, uno con igual SM que el mix diverso (SM = 2,5), y otro con igual SF que la alcanzada por el mix diverso. A igualdad de SM (SM = 2,5) obtenemos con el mix basado en eólica unos costes inferiores (LEC = 4,24 c€/kWh_e al considerar la inversión hidroeléctrica y de LEC = 2,52 c€/kWh_e al no considerar la inversión hidroeléctrica), pero a costa de unas inferiores prestaciones energéticas (SF = 87,8%). Además, en este mix la máxima potencia deficitaria a lo largo del año crece significativamente para llegar a 33,2 GW, y el parque generador no dispone de ninguna tecnología con capacidad de aportar potencia rodante a estos niveles, lo cual dificultaría bastante más el llegar a cubrir la demanda eléctrica que con

otros mix de igual SM pero mayor diversidad tecnológica. Si buscamos un mix basado en eólica que proporcione la misma SF que los mix con mayor diversidad tecnológica (en concreto que el mix-10), obtenemos el mix-21, requiriendo un gran incremento del múltiplo solar hasta llegar a $SM = 5,54$. Este mix requiere implementar 230 GW_p de potencia eólica terrestre, saliéndonos ya de las categorías-1 de eólica terrestre en llano y accidentado. La fracción solar alcanzada es igual a la del mix-10 (SF = 97,7%), pero el valor máximo de la potencia deficitaria a lo largo del año alcanza en el mix-21 un valor (29,6 GW) considerablemente superior al del mix-10, y el mix-21 sigue sin disponer de tecnologías que proporcionen potencia rodante con capacidad de cubrir estos picos de potencia deficitaria. Y en cuanto a costes, el mix-21 tiene unos costes significativamente superiores a los de los mix más diversos con igual SF, alcanzando $LEC = 7,27 \text{ c€/kWh}$ al tener en cuenta la inversión hidroeléctrica y $LEC = 5,72 \text{ c€/kWh}$ sin considerar la inversión hidroeléctrica, consecuencia directa del hecho de que este mix opera con un CF que es el 32,9% del que podría tener operando en modo MPPT.

Hemos desarrollado un estudio sobre el efecto de la capacidad de acumulación sobre las actuaciones de los mix de generación peninsular basados en renovables. Para ello hemos asumido un modo de operación prefijado de todas las tecnologías, limitando su capacidad de regulación a disipar el exceso de capacidad de generación y a no usar la biomasa en aquellos instantes en que existe exceso de capacidad de

generación del resto del parque generador. Como coste del sistema de almacenamiento para el año 2050 hemos asumido 10 €/kWh, y el rendimiento global de carga – descarga del sistema de acumulación lo hemos asumido del 70%. Se han desarrollado distintos mix energéticos en el rango de SM de interés, y para cada uno de ellos se ha analizado el efecto de la capacidad de almacenamiento. He aquí algunas de las conclusiones de este estudio paramétrico:

- Evidentemente, el primer aspecto a satisfacer por un mix de generación para que la capacidad de almacenamiento nos permita llegar a cubrir totalmente la demanda es que la disipación anual sea superior al déficit anual dividido por el rendimiento total del sistema de acumulación. Sin embargo, si no existe una regularidad estacional o mensual en el equilibrio entre disipación y déficit, la cobertura total de la demanda demandará elevadas capacidades de acumulación. Según las tecnologías elegidas para configurar el mix, se pueden producir desequilibrios estacionales entre déficit y disipación. Un mix dominado por la disipación típicamente tiene déficit superior a la disipación en los primeros y últimos meses del año, a no ser que disponga de un SM suficientemente elevado.
- El hecho de que en el sistema peninsular los mix energéticos con excedente de capacidad de generación anual, ya alcancen sin capacidad de acumulación valores muy elevados de SF, hace bastante difícil para la capacidad de acumulación el poder justificarse desde un punto de vista técnico-económico, pues el beneficio en términos de CF que

puede proporcionar se ve muy limitado para compensar su sobre-coste.

- Para $SM = 1,5$, con una baja capacidad de almacenamiento (0,75 TWh) ya se eliminan los excedentes de generación, por lo que a pesar de tener todavía $SF < 100\%$ ($SF = 78,8\%$), ya no tiene sentido seguir aumentando la capacidad de acumulación.
- Para $SM = 2$, se requiere una capacidad de almacenamiento de 14 TWh para alcanzar $SF = 100\%$. Las actuaciones anuales de este mix con la mencionada capacidad de acumulación vienen dadas por $F_{\text{deficit}} = 0\%$, $F_{\text{disipada}} = 2,9\%$, generación potencial del 110,0%, energía aportada por la biomasa de 8,8 TW.h/a, potencia deficitaria máxima de 0 GW, potencia disipada máxima de 20,4 GW, $LEC = 9,14 \text{ c€/kWh}_e$ considerando inversión hidroeléctrica y $LEC = 7,63 \text{ c€/kWh}_e$ sin esta inversión.
- Los mix con SM del orden de $SM = 2$, se verían favorecidos incrementando la potencia instalada de tecnologías con mayor capacidad de generación en los períodos que se alcanza el mínimo estado de carga de la batería (principio y final de año para el mix que hemos empleado nosotros), de tal forma que bastara con una capacidad considerablemente inferior de almacenamiento para cubrir la carga.
- Para $SM = 2,5$ se requiere una capacidad de almacenamiento de 1,5 TWh para alcanzar $SF = 100\%$. Las actuaciones anuales de este mix vienen dadas por $F_{\text{deficit}} = 0\%$, $F_{\text{disipada}} = 34,4\%$, generación potencial del 141,6%, energía aportada por la biomasa de 3,9 TW.h/a, potencia deficitaria máxima de 0 GW, potencia disipada máxima de 60,9 GW, $LEC = 6,02 \text{ c€/kWh}_e$ considerando inversión hidroeléctrica y $LEC = 4,51 \text{ c€/kWh}_e$ sin esta inversión.
- A partir de $SM = 2,5$ (113 GW_p de potencia nominal), ya disponemos de suficiente exceso de capacidad de generación para que se requiera una capacidad de almacenamiento relativamente pequeña para cubrir totalmente la demanda. En estas condiciones resultará más rentable implementar esta capacidad de almacenamiento que seguir aumentando la potencia nominal para cubrir la totalidad de la demanda. Sin embargo, todavía resulta más económico aprovechar la enorme potencia rodante disponible en estos mix (si tienen suficiente contribución termosolar) para cubrir las puntas de déficit mediante hibridación con biomasa. Y todavía es mucho más económico gestionar las escasas puntas de déficit que aparecen con estos valores de SM mediante una adecuada gestión de la demanda.
- Para $SM = 3$ se requiere una capacidad de almacenamiento de 0,61 TWh para cubrir el 100% de la demanda. Las actuaciones anuales de este mix con la mencionada capacidad de acumulación vienen dadas por $F_{\text{deficit}} = 0\%$, $F_{\text{disipada}} = 64,2\%$, generación potencial del 171,3%, energía aportada por la biomasa de 2,2 TW.h/a, potencia deficitaria máxima de 0 GW, potencia disipada máxima de 80,5 GW, $LEC = 6,60 \text{ c€/kWh}_e$ considerando inversión hidroeléctrica y $LEC = 5,09 \text{ c€/kWh}_e$ sin esta inversión.
- Para $SM = 3,5$ se requiere una capacidad de almacenamiento de 0,36 TWh para

cubrir el 100% de la demanda. Las actuaciones anuales de este mix con la mencionada capacidad de acumulación vienen dadas por $F_{\text{deficit}} = 0\%$, $F_{\text{disipada}} = 95,2\%$, generación potencial del 202,3%, energía aportada por la biomasa de 1,4 TW.h/a, potencia deficitaria máxima de 0 GW, potencia disipada máxima de 100,4 GW, LEC = 7,40 c€/kWh_e considerando inversión hidroeléctrica y LEC = 5,89 c€/kWh_e sin esta inversión.

- Las bajas capacidades de almacenamiento requeridas para cubrir el 100% de la demanda con mix energéticos de SM > 2,5 permiten disponer de esta capacidad de almacenamiento sin más que gestionar adecuadamente los recursos hidroeléctricos y el bombeo hidroeléctrico actualmente ya implementados.
- El valor óptimo de la capacidad de acumulación en términos de minimizar el LEC está desplazado a valores muy bajos ($C_{\text{óptima}} \leq 0,15$ TWh). Esta capacidad de almacenamiento óptima es bastante más baja que la que encontrábamos en el sistema autónomo, donde en términos de días de autonomía encontrábamos un valor de $C_{\text{óptima}}$ que minimizaba el LEC (en valores de 100 a 160 c€/kWh_e según mix) del orden de 2 días de autonomía (48 h). Para el sistema peninsular, la $C_{\text{óptima}} = 0,15$ TWh corresponde a unas 4 h de autonomía frente a la demanda eléctrica media, y es por tanto del orden de un 8% de la $C_{\text{óptima}}$ en los sistemas autónomos. Es más, en el sistema autónomo operar con la $C_{\text{óptima}}$ implica una reducción del LEC significativa, mientras que para el sistema peninsular la reducción asociada es poco relevante.
- El efecto de la capacidad de acumulación sobre el déficit máximo anual de potencia es relativamente pequeño hasta alcanzar capacidades de acumulación del orden de las que proporcionan cobertura total de la demanda.
- Un aspecto relevante para los sistemas de acumulación, además de la propia capacidad de acumulación, son los requerimientos de potencia punta de carga y descarga del almacenamiento. En el caso analizado, para los diseños de interés, la potencia máxima de carga del almacenamiento se encuentra entre 35 GW y 50 GW, mientras que la potencia máxima de descarga está entorno a los 25 GW. Estas potencias relativamente elevadas pueden introducir restricciones sobre el sistema de almacenamiento. Así, por ejemplo, si como sistema de almacenamiento empleamos el bombeo hidroeléctrico, estas potencias son considerablemente superiores a las actualmente disponibles (del orden de 2,6 GW), por lo que aunque se dispusiera de suficiente capacidad de acumulación, sería preciso incrementar mucho las potencias de bombeo y turbinación si se quieren satisfacer estos máximos. La hidroeléctrica con embalses podría contribuir a la potencia máxima de descarga, pero en la actualidad siguen siendo sólo del orden de 16 GW. Sin embargo, teniendo en cuenta el gran exceso de requerimientos de disipación en los diseños de interés, el introducir restricciones de potencia máxima de carga del sistema de acumulación, es de esperar que tenga muy poco efecto sobre los resultados presentados, pues simplemente obligaría al sistema de carga del almacenamiento

a operar con un mayor CF (lo cual también es beneficioso para los costes). Y en cuanto a la potencia máxima de descarga, estos resultados confirman la tesis de que conviene complementar el sistema de acumulación con potencia rodante de otras tecnologías como la termosolar que para estos valores del SM ya tienen que tener una participación significativa en el sistema de generación.

Hemos realizado dos simulaciones con modelos de expansión de la generación representativos del estado del arte actual, para buscar la configuración óptima de un mix de generación basado en renovables, que como punto de partida tuviera sólo la potencia hidroeléctrica (regulada y fluyente) actualmente instalada. La primera simulación asume que las diversas tecnologías renovables están disponibles con un CF constante durante todo el año, e igual al CF medio anual de la serie temporal operando en MPPT. La segunda simulación asume que el CF de cada tecnología se modifica en cada uno de los bloques de carga considerados para la demanda. Los CF para cada bloque de carga se han obtenido procesando la serie temporal correspondiente. Del análisis de la expansión de la generación de un sistema basado en renovables empleando modelos representativos del estado del arte, podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Los resultados, en términos de SM, son unos mix de generación que en el año inicial (demanda de 280 TW.h/a) cubren la demanda (SF = 100%) con un margen de reserva del 20%, y vienen dados por SM = 2,56 para el caso de CF constante y SM = 3,26 para el caso de CF variable en

los bloques de carga, y están en ambos casos formados sólo por la hidroeléctrica ya instalada y la eólica terrestre. El LEC para este segundo caso, sin considerar la inversión hidroeléctrica y con la estructura de costes del año 2050 es de LEC = 0,96 c€/kWh. Este LEC tan bajo es consecuencia directa de que el modelo de expansión de la generación ha configurado estos dos mix empleando tan sólo la tecnología más barata de las existentes en términos de su LEC en modo MPPT: la eólica terrestre.

- Estos resultados deben compararse con los que obtuvimos en el capítulo anterior dedicado al análisis temporal del acoplamiento generación-demanda. El mix-20, basado en eólica terrestre e hidroeléctrica, con un SM = 2,5 nos proporcionaba SF = 87,83% sin considerar margen de reserva alguno. El mix-21, basado en eólica terrestre e hidroeléctrica, con un SM = 5,54 nos proporcionaba SF = 97,74% sin considerar margen de reserva alguno. Por tanto, podemos concluir que los modelos de expansión de la generación basados en un tratamiento monótono de la demanda, incluso si consideramos el CF variable en los bloques de carga, infradimensiona considerablemente la capacidad necesaria del mix de generación para cubrir la demanda. Esto es una consecuencia directa de la incapacidad de estos métodos monótonos para incorporar el acoplamiento generación-demanda en una situación donde la generación presenta una dependencia temporal tan importante o más que la de la demanda, siendo por tanto incapaces de determinar el CF real con el que operan las tecnologías en modo regulación.

· El correcto modelado de la expansión de la generación para un sistema basado en renovables requiere un tratamiento cronológico extendido a las 8.760 h/año, colapsando con el análisis del despacho óptimo de estos mix de generación. Por tanto, en los mix de generación basados en renovables, expansión de la generación y despacho óptimo pasan a estar acoplados y deben resolverse simultáneamente.

El problema de optimización realmente importante en el caso de las tecnologías renovables es el de la inversión. Una vez realizada la inversión, la información que proporciona un modelo de optimización de la explotación aplicado a estos mix de generación es muy poco relevante. En efecto, la optimización de los costes de explotación de un mix renovable que nos proporcionaría un modelo de despacho económico, debido al poco peso de los costes de explotación frente a los de inversión para estas tecnologías, resulta prácticamente irrelevante de cara al LEC del sistema de generación: el LEC total de un sistema de generación renovable en el que ya se ha realizado la inversión es prácticamente independiente del modo de operación (es irrelevante con qué tecnología regulemos la generación), pues el coste total y el CF total para cubrir la demanda ya están fijados.

Del análisis de los sistemas de generación eléctrica basados en renovables mediante un modelo explotación generación/red (StarNet/RD), ejecutado cronológicamente las 8.760 h/a, de forma iterativa para incorporar los efectos de la inversión en la configuración del mix, podemos sacar las siguientes conclusiones:

· El proceso iterativo de resolución del problema de optimización acoplado de expansión de la generación y despacho económico basado en la sustitución de los costes variables por el LEC no está bien condicionado, conduciendo a grandes oscilaciones de la solución que fuerzan a ir acotando el proceso manualmente. Es por tanto conveniente desarrollar herramientas de optimización del problema acoplado que incorporen los costes de inversión en su formulación y que hagan uso de potentes herramientas de optimización.

· La ejecución de un modelo de explotación generación/red de forma cronológica durante las 8.760 h/a como requieren los mix de generación basados en renovables, incluso limitando la cantidad de grupos que pueden participar en el mix (a 33 en nuestro caso) y realizando el análisis a nodo único, implica la resolución de un problema de optimización de unas 270.000 ecuaciones, quedando cerca de los límites de un ordenador con 500 Mb de RAM.

· La incorporación, respecto a los mix anteriormente considerados, de la capacidad de regulación de la hidroeléctrica, el bombeo hidroeléctrico y la hibridación termo-solar, permite conseguir la cobertura total de la demanda ($SF = 100\%$) con unos costes significativamente inferiores a los hasta ahora obtenidos. Así, el mix resultante del proceso de iteración, a pesar de no proporcionar garantía alguna de constituir el óptimo por el mal condicionamiento del proceso de cálculo empleado, nos conduce a un mix con $SM = 3,42$, $SF = 100\%$ y $LEC = 3,48 \text{ c€/kWh}_e$. A modo de

comparación, el mix-12 con $SM = 4$ y $SF = 99,7\%$ tenía $LEC = 7,96 \text{ c€/kWh}_e$, y el mix-21 basado en eólica terrestre, con $SM = 5,54$ y $SF = 97,7\%$ tenía $LEC = 5,72 \text{ c€/kWh}_e$.

- El proceso iterativo nos conduce a un mix ($SM = 3,42$) dominado por la eólica terrestre ($90,8 \text{ GW}_p$) pero reteniendo, sobre todo a nivel de potencia instalada una diversidad tecnológica considerable, lo cual le permite hacer frente con mayor facilidad a los desacoplamientos entre capacidad de generación y demanda.
- Es de destacar el papel de la hibridación termosolar con biomasa en la configuración del mix resultante, constituyendo la cuarta tecnología en potencia instalada, detrás de la eólica terrestre, la termosolar y la hidroeléctrica regulada. De los 20 GW_p de termosolar instalados, $8,4 \text{ GW}_p$ están hibridados con biomasa. Por contra, a nivel de generación eléctrica, la hibridación termosolar ocupa el último lugar, indicando una operación para cubrir puntas relativas a la capacidad de generación.
- La biomasa no forma parte del mix de generación resultante del proceso de optimización iterativo, confirmando la percepción obtenida en los resultados anteriormente presentados, de que la forma eficiente de emplear la biomasa en los mix de generación destinados a la cobertura eléctrica y basados en renovables es mediante la hibridación termosolar. Por otro lado, el consumo de biomasa en las centrales híbridas de este mix es muy bajo ($0,12 \text{ TW}\cdot\text{h/a}$ de generación), por lo que el relativamente escaso recurso de

biomasa en nuestro país puede quedar liberado para contribuir a la demanda energética de otros sectores.

- Otras tecnologías que tampoco aparecen en este mix son la eólica marina y las olas. En cuanto a la eólica marina su ausencia será debida al gran potencial existente de eólica terrestre con costes inferiores, y en cuanto a las olas la causa será sus bajas actuaciones con la tecnología implementada.
- Las tecnologías empleadas para operar en las puntas relativas de demanda a capacidad de generación funcionan con CF tremendamente bajos ($CF = 0,16\%$ para la hibridación termosolar; $CF = 0,85\%$ para el bombeo hidroeléctrico de nueva inversión; $CF = 1,51\%$ para la geotérmica). Esto refuerza la conclusión de que para estos mix basados en renovables, el problema de regulación es de potencias y no de energía. Por tanto, una adecuada gestión de la demanda podría eliminar la necesidad de incorporar estas tecnologías con tan baja utilización anual. Si bien es cierto, que en aras a la seguridad de suministro es aconsejable contar con potencia rodante con elevada disponibilidad, como la que proporciona la hibridación termosolar con una baja inversión incremental.

Del análisis de los sistemas de generación eléctrica basados en renovables mediante un modelo explotación generación/red (StarNet/RD), ejecutado cronológicamente las 8.760 h/a , incorporando en su formulación los efectos de la inversión en la configuración del mix, y por tanto resolviendo simultáneamente los dos problemas

acoplados de expansión de la generación y despacho óptimo, podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Los mix obtenidos como resultado del proceso de optimización acoplada de la expansión de la generación y el despacho, es decir, del coste en ciclo de vida, tienen una diversidad tecnológica considerable, no estando dominados por ninguna tecnología. Esto confirma los argumentos que habíamos manejado hasta ahora en pro de dicha diversidad.
- Sin embargo, hay tecnologías que no tienen cabida dentro de estos mix optimizados. Así, las olas, la fotovoltaica, la biomasa (con centrales propias) y la eólica marina no aparecen en estos mix. La geotérmica aparece sólo en el caso de que no se considere la hibridación termosolar.
- El bombeo hidroeléctrico de nueva creación, si bien no requiere grandes potencias instaladas, se usa con factores de capacidad elevadísimos en contraposición a la forma actual de emplear esta tecnología.
- La optimización en ciclo de vida conduce a una participación de la eólica terrestre considerablemente inferior a la del proceso iterativo. Así, el mix-32 optimizado en ciclo de vida incorpora 37 GW_p de eólica terrestre, muy alejados del techo de potencia de la primera categoría, así como del valor incorporado en el mix-31 resultante del proceso iterativo (96 GW_p). Este resultado es indicativo de cómo una planificación adecuada del desarrollo del mix de generación renovable para el sistema peninsular puede apuntar en una

dirección considerablemente distinta de aquella a la que nos conduciría la situación de mercado actual. La ausencia de esta planificación nos conducirá a la realización de unas inversiones no óptimas, y consecuentemente a un mayor coste de la electricidad en ciclo de vida al quedar éste completamente condicionado por las inversiones realizadas.

- Los mix optimizados hacen un uso extenso de la hibridación con biomasa de las centrales termosolares, conduciendo por ejemplo en el mix-32 a que toda la potencia termosolar instalada (18 GW_p) esté hibridada con biomasa, de tal forma que estas centrales pasan a tener disponibilidad continua de generación, y por tanto a desempeñar el mismo papel en el sistema de generación que podría cubrir una central termoeléctrica "convencional". En el mix-32, la demanda total cubierta por la hibridación con biomasa (39,12 TW.h/a) representa un 27,7% del techo disponible para la biomasa (IIT, 2005).
- Al prescindir de la hibridación termosolar, el mix optimizado tiene mayor SM y LEC, y pasa a estar dominado por la tecnología eólica, reduciéndose de forma significativa la participación termosolar (sin hibridación). Un mix optimizado para alcanzar SF = 100% tiene SM = 2,20 y LEC = 2,47 c€/kWh_e si hace uso de la termosolar, mientras que el mix optimizado sin termosolar tiene SM = 2,46 y LEC = 2,84 c€/kWh_e. Como vemos, en cualquiera de los dos casos, el LEC es considerablemente inferior al de los otros mix no optimizados que habíamos analizado. En el mix optimizado con termosolar, la eólica terrestre constituye el 35,2% de la

potencia instalada, mientras que la termosolar supone un 19,5% y la hibridación otro 19,5% (todas las centrales termosolares están hibridadas). En el mix optimizado sin termosolar, la eólica terrestre constituye un 56,6% de la potencia instalada, mientras que la termosolar se ve reducida a un 6,1%.

- El coste marginal de la electricidad, para los mix optimizados con y sin hibridación solar, se mantiene acotado durante prácticamente todo el año por debajo de 2,4 c€/kWh_e para el mix con hibridación, y por debajo de 3,6 c€/kWh_e para el mix sin hibridación. Sólo existe una hora al año en la que este coste marginal se dispara hasta valores mucho más elevados.
- En este estudio presentamos la configuración y actuaciones principales de mix energéticos optimizados para valores del coste de la energía no suministrada (CENS) entre 2 c€/kWh_e y 10000 c€/kWh_e. De este estudio paramétrico se pueden sacar las siguientes conclusiones:
 - Con valores razonables del CENS se puede llegar a mix optimizados con un LEC significativamente inferior al de un mix que cubra toda la demanda. Es más, en estos mix, los instantes en los que no se consigue cubrir la demanda son muy pocos a lo largo del año, y si intentamos cubrir este déficit con un incremento de la capacidad de generación, los costes marginales de la electricidad se disparan a valores muy elevados, dejando lugar para múltiples actuaciones de gestión de la demanda con costes inferiores. Por tanto, parece que la combinación de

un mix renovable optimizado para un CENS razonable, más una apropiada gestión de la demanda podrían constituir la solución más apropiada. A modo de ejemplo, el mix optimizado para CENS = 5 c€/kWh_e tiene un LEC = 2,24 c€/kWh_e y en ausencia de gestión de la demanda proporcionaría SF = 92,0%. El mix optimizado para cobertura completa de la demanda (SF = 100%) presenta un valor máximo del coste marginal de la electricidad de 9.883 c€/kWh_e, pero debido a que sólo hay una hora del año con coste marginal de este orden, el efecto de la cobertura de estas puntas sobre los costes totales es relativamente pequeño (LEC = 2,48 c€/kWh_e), proporcionando además un mix de generación que por su estructura proporciona mayor seguridad de suministro.

- Un factor sobre el que sí que afecta de forma significativa el CENS es sobre la estructura del mix de generación, especialmente al ir a buscar valores elevados de SF. Para valores bajos de CENS el mix óptimo está fuertemente dominado por la eólica terrestre, que proporciona un máximo de potencia instalada (63,16 GW_p) para CENS = 5 c€/kWh_e, instante en el cual empiezan a entrar la termosolar y la hibridación termosolar con biomasa en el mix óptimo. A partir de este momento, la participación eólica se va reduciendo hasta alcanzar los 34,84 GW_p en el mix óptimo con SF = 100%. Es importante tener en cuenta esta importante variación de la configuración óptima del mix para no caer en el error de sobredimensionar

irreversiblemente una tecnología por seguir la problemática del día a día sin mirar al horizonte perseguido.

- Al aumentar el valor de CENS no tiene por qué aumentar el SM y superficie de territorio ocupada por el mix resultante del proceso de optimización. En particular, para valores elevados de la SF del mix la tecnología termosolar sustituye a la eólica, reduciéndose el SM.
- En general, los mix optimizados hacen un uso importante del bombeo hidroeléctrico, cuya potencia instalada va creciendo con el CENS (si bien el CF decrece), excepto al llegar a valores muy elevados de SF en los cuales las tendencias se invierten para el bombeo de nueva creación. En general, los CF con los que se usa el bombeo son mucho más elevados que los del uso que actualmente se hace de esta tecnología.
- Con 15 GW de bombeo-2 (nueva inversión) disponibles, el proceso de optimización no llega a instalar más que un máximo de 2,69 GW (alcanzado con CENS = 8 c€/kWh_e). En este sentido, este resultado muestra que la percepción de que es necesaria una gran potencia de bombeo hidroeléctrico para cubrir los desacoplamientos entre capacidad de generación y demanda no se corresponde con la realidad.
- Para SF = 100%, obtenemos un mix optimizado con SM = 2,20 y LEC = 2,48 c€/kWh_e. Este mix, en términos

de potencia instalada, está compuesto por un 43,8% de eólica terrestre-1 (34,84 GW_p), un 24,3% por termosolar-1 (19,34 GW_p), toda ella hibridada con biomasa, un 20,8% de hidroeléctrica regulada (16,57 GW_p), un 4,6% de bombeo hidroeléctrico actual (3,70 GW_p), un 3,1% de hidroeléctrica fluvente (2,5 GW_p), un 2,8% de minihidráulica (2,23 GW_p), y un 0,6% de bombeo hidroeléctrico de nueva creación (0,44 GW_p).

A pesar de que hemos hablado mucho de "optimización" de los mix de generación basados en renovables, estos resultados deben interpretarse de forma relativa. Se han hecho proyecciones de costes y en menor medida de tecnología para el año 2050, y en estos valores es en lo que basamos el proceso de optimización. Pero la evolución real de las tecnologías y sus costes es imposible de predecir con exactitud a tantos años vista (en concreto es de esperar muchas más mejoras tecnológicas de las asumidas en este proyecto para la mayoría de tecnologías), por lo que la posición relativa de las asíntotas en la curva de aprendizaje de las distintas tecnologías puede verse modificada, y con ella los resultados del procedimiento de optimización. Es más, las medidas de gestión de la demanda pueden actuar dinámicamente con el proceso de optimización conduciendo a otras configuraciones de mix "óptimo". Y además, el proceso de optimización se ha basado en las series temporales de recurso energético asociadas al año 2003. En otro año, la distribución temporal del recurso disponible (viento, sol, olas,...) puede cambiar, lo cual conduciría a través del proceso de optimización a otro mix de

generación “óptimo”. Por tanto, la palabra “óptimo” en el marco de este estudio no puede más que interpretarse de forma relativa. Lo importante es que se ha mostrado que se pueden desarrollar herramientas para analizar y optimizar los mix de generación eléctrica peninsular basados en renovables bajo unas condiciones de contorno determinadas, y que los costes asociados a estos mix, con LEC por debajo de 2,5 c€/kWh_e, son muy favorables.

Sin embargo, estos valores del LEC asociado a los mix “óptimos” deben entenderse como una cota inferior del LEC de un sistema de generación basado en renovables. En aras a la seguridad de suministro puede convenir sobredimensionar algo más el mix, aunque la presencia de una potencia importante de termosolar hibridada alivia mucho estos requerimientos. En concreto sería recomendable desarrollar estudios de sensibilidad con la distribución temporal de los recursos energéticos (viento, sol, olas,...), para seleccionar un mix relativamente insensible a estas variaciones. Esto podría hacerse buscando tanto los mix óptimos, como los despachos económicos de cada mix, empleando como condiciones de contorno climatológicas del proceso de cálculo las correspondientes a una serie de unos 10 a 20 años.

La hibridación con biomasa de las centrales termosolares es muy útil para proporcionar una gran seguridad de suministro y reducir el LEC del sistema de generación. Sin embargo, y dada la escasez relativa del recurso de biomasa en nuestro país, debe prestarse atención a que no conduzca a un uso del recurso de la biomasa más intensivo de lo recomendable, dada su escasez y su aplicación en otros sectores energéticos.

A pesar de que los mix “óptimos” no requieren emplear más que una parte de la primera categoría de unas pocas tecnologías para cubrir la demanda, es recomendable implicar en el mix de generación eléctrica peninsular, incluso a costa de un incremento en el LEC, una mayor diversidad tecnológica, para acceder así a una mayor uniformidad espacial de la capacidad de generación, y disponer de más grados de libertad para resolver hipotéticas congestiones del sistema de transporte. Así, por ejemplo, convendría disponer de suficiente potencia instalada cerca de las zonas de gran demanda, aunque ello requiriera explotar tecnologías, o categorías de tecnología, de mayor coste.

Una gestión de la demanda apropiada a estos mix de generación basados en renovables, se intuye como la herramienta más económica y apropiada para cubrir los escasos picos de potencia que quedan a lo largo del año al ir subiendo el SM. Pretender cubrir todos estos picos con el parque generador, si bien es técnicamente posible, conducirá sin duda a valores significativamente más elevados del LEC. Por tanto, y parece prioritario empezar a desarrollar esquemas de gestión de la demanda adecuados a estos mix de generación. Notar que estos esquemas de gestión de la demanda pueden ser totalmente opuestos a los que se han usado en el pasado. Por ejemplo, si bien antes podía ser apropiado desplazar parte de la demanda a las horas nocturnas (valle en términos de demanda) con el fin de poder cubrirla con centrales de carga base más económicas que las de carga punta, aliviando además el sobredimensionado necesario del parque generador y la necesidad de potencia rodante, bajo la óptica de un mix de generación

470 basado en renovables, probablemente fuera más adecuado desplazar la demanda a las horas centrales del día (punta en términos de demanda, pero posible valle en términos de demanda relativa a la capacidad de generación) en la que las tecnologías solares tiene su pico de generación diario.

Después de analizar con considerable detalle los sistemas de generación eléctrica peninsulares basados en tecnologías renovables desde los puntos de vista del acoplamiento temporal generación-demanda, de costes y de optimización de la inversión y del despacho, podemos concluir que es viable plantearse un sistema de generación basado al 100% en energías renovables (tanto para la cobertura de demanda eléctrica como para la de demanda de energía total), conduciendo a unos costes totales de la electricidad generada perfectamente asumibles (y tremendamente favorables frente a los que nos daría un escenario BAU), y con herramientas suficientes para garantizar una cobertura de la demanda a lo largo de toda su vida útil. Dado el fuerte cambio, tanto en la configuración como en el modo de operación, que representa la transición hacia un mix de estas características para el sistema eléctrico, será preciso desarrollar estudios de detalle que profundicen en aspectos específicos de los nuevos requerimientos del sistema eléctrico (capacidad de transporte, estabilidad, sincronización,...) con el fin de orientar adecuadamente la requerida transición hacia un sistema energético sostenible.

8. Referencias

8. Referencias

ASIF, "Hacia un futuro con electricidad solar", Octubre 2003

ASIF, "Hacia una electricidad para todos", Octubre 2004

BCG, "Nuevos vientos para el desarrollo sostenible. El reto de la energía eólica en España", para PEE y Club Español de la Energía, 2003

Boyle G. (Ed), Renewable Energy. "Power for a sustainable future", Oxford University Press and Open University, 1996

BTM Consult, "Viento Fuerza 12, Una propuesta para obtener el 12% de la electricidad mundial con energía eólica para el 2020", para EWEA y Greenpeace, 2003

Callaghan J., Boud R., "Future Marine Energy", Carbon Trust, January 2006

Corsini A., Gamberale M., Rispoli F., "Assessment of Renewable Energy Solutions in an Italian Small Island Energy System Using a Transient Simulation Model", ASME Journal of Solar Energy Engineering, Vol.128, pp 237-244, May 2006

Czisch G., Giebel G., "A comparison of Intra and Extraeuropean Options for an Energy Supply with Wind Power", September 2000

EC, DG JRC, "Photovoltaic Status Report 2004", October 2004

EC, DG JRC, "PVNET. European roadmap for PV R&D", 2004

ECN, "Learning from the sun. Final report from the Photex project", August 2004

EPIA, "Solar Electricity in 2010", 2001

EPIA, "EPIA roadmap", 2004

EPIA, Greenpeace, "Solar Generation: Solar electricity for over 1 billion people and 2 million jobs by 2020", October 2004

EPRI, "System Level Design, Performance and Costs for San Francisco California Pelamis Offshore Wave Power Plant", E21 EPRI Global-006A-SF, December 11, 2004

ESA (European Space Agency), "Distributed Power Grid Management Based on Space Technologies", Invitation to tender AO/1-5137/06/NL/HE, junio 2006

EUROSERV"ER, "Photovoltaic Energy Barometer", April 2004

European Commission, Sustainable Energy Technology Reference Information System (SETRIS). Joint Research Centre, European Commission, 2004

European Commission, PV-TRAC, "A vision for Photovoltaic Technology for 2030 and beyond", September 2004

- García-Casals, X.**, "Energía solar para el ACS de un hotel en A Coruña: comparativa de métodos de cálculo y valoración de actuaciones técnico-económico-ambientales", Informe interno del Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT), 2004
- García-Casals, X.**, "Solar absorption cooling in Spain: Perspectives and outcomes from the simulation of recent installations", *Renewable Energy*, Volume 31, Issue 9, pp. 1371–1389. July 2006
- García-Casals, X.**, "Sistemas híbridos solar-biomasa para calefacción y ACS: análisis y optimización", Informe interno del Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT), 2005
- Garrad Hassan**, "Sea Wind Europe", Greenpeace, 2004
- Giebel G.** "Equalizing Effects of the Wind Energy Production in Northern Europe determined from Reanalysis Data", Riso-R-1182(EN), Mayo 2000a
- Giebel G.**, "On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe", Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Tesis Doctoral, Septiembre 2000b
- Hasselknippe H., Roine K. (eds)**, "Carbon 2006. Towards a truly global market", PointCarbon, 28 February 2006
- IIT (Instituto de Investigaciones Tecnológicas)**, "Renovables 2050: un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular", Greenpeace, julio 2005
- Illum, K.**, "A Viable Energy Strategy for the Nordic Countries 2006-2030", Greenpeace Nordic, February 2006
- Jaramillo O.A., Borja M.A., Huacuz J.M.**, "Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power", *Renewable Energy* 29, pp1887-1909, 2004
- MINECO**, "Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011", Septiembre 2002
- Morales Barroso, J.**, "La Red del siglo XXI: convergencia de las Redes Eléctrica y de Telecomunicaciones", *Anales de Mecánica y Electricidad*, pp. 18- 23, mayo-junio 2006
- Ocean Power Delivery**, "PELAMIS WEC – Conclusion and primary R&D", Final Report, ETSU V/06/00181/REP, DTI Pub Urn No 02/1401, 2006
- Pilkington Solar International**, "Survey of thermal storage for parabolic trough power plants", prepared for NREL, June 2000
- Quaschnig V.**, "Hydrogen to meet the storage demand for a future climate compatible electricity supply in Germany", HIPOTHESIS IV Symposium, Stralsund, Germany, September 2001
- REE**, "El sistema eléctrico Español 2003", Marzo 2004
- REE**, "El sistema eléctrico Español 2004", 2005

476 **REE**, "El sistema eléctrico Español 2005",
2006

Riso National Laboratory, "Energy Technologies for Post Kyoto Targets in the Medium Term", Proceedings of the Riso International Conference, 19-21 May 2003

Sargent & Lundy, "Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts", Prepared for DOE and NREL, SL-5641, Mayo 2003

Tester J.W., Herzog H.J., Chen Z., Potter R.M., Frank M.G., "Prospects for Universal Geothermal Energy from Heat Mining", Science & Global Security, Vol.5, pp.99-121, 1994

Winter C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L. (Eds), "Solar Power plants: Fundamentals, Technology, Systems & Economics", Springer-Verlag, 1991

Agradecimientos

A Gamesa Energía por proporcionar la información de series temporales de recurso eólico en las muchas provincias que nos faltaban, tanto procedente de medidas en torres de emplazamientos eólicos como de simulaciones con su modelo PROMES, y tanto para aplicaciones terrestres como off-shore.

