

Análisis del impacto en España de la generación renovable en el período 2020-2050

Palabras clave: Energías renovables, prospectiva energética, costes de los sistemas eléctricos.

Resumen:

El desafío energético impuesto por el cambio climático y la necesidad de garantizar el suministro de energía a todos los consumidores, añadidos a los objetivos de competitividad económica, se han concretado en una meta de un 20% de fuentes renovables en el consumo de energía de la Unión Europea para el año 2020. Partiendo del objetivo en 2020, este artículo analiza el impacto de la integración masiva de generación renovable en el sistema eléctrico español para el periodo 2020-2050. Este análisis consta de dos etapas: en primer lugar, dados unos objetivos de potencia renovable en 2050, se analiza la evolución de la potencia térmica instalada del 2020 al 2050 mediante un modelo de expansión de la generación. Una vez establecido el parque generador, se simula la operación del sistema en cuatro años representativos (2020, 2030, 2040 y 2050). Finalmente, los resultados de este modelo permiten extraer conclusiones sobre el impacto de una elevada penetración de generación renovable en las necesidades de redes de electricidad y gas.

Key words: Renewable energy, energy prospective, power system costs

Abstract:

The challenges imposed by climate change and the need to guarantee energy supply security, added to economic competitiveness goals, have resulted in a binding target of 20% of renewable energy consumption in the European Union by 2020. Considering the 20% objective, this paper analyzes the impact of massive integration of renewable energy sources in the Spanish power system in the period 2020-2050. This analysis comprises two steps: first, given the objectives for renewable capacity in 2050, the expansion of the thermal generation capacity from 2020 to 2050 is determined through a long term generation expansion model. After that, a detailed analysis of the power system operation is performed for four representative years (2020, 2030, 2040 and 2050) through a midterm operational model. Finally, from the results of this model, some conclusions regarding the impact of a high penetration of renewable generation on the electricity and gas networks are obtained.



Camila Formozo Fernandes

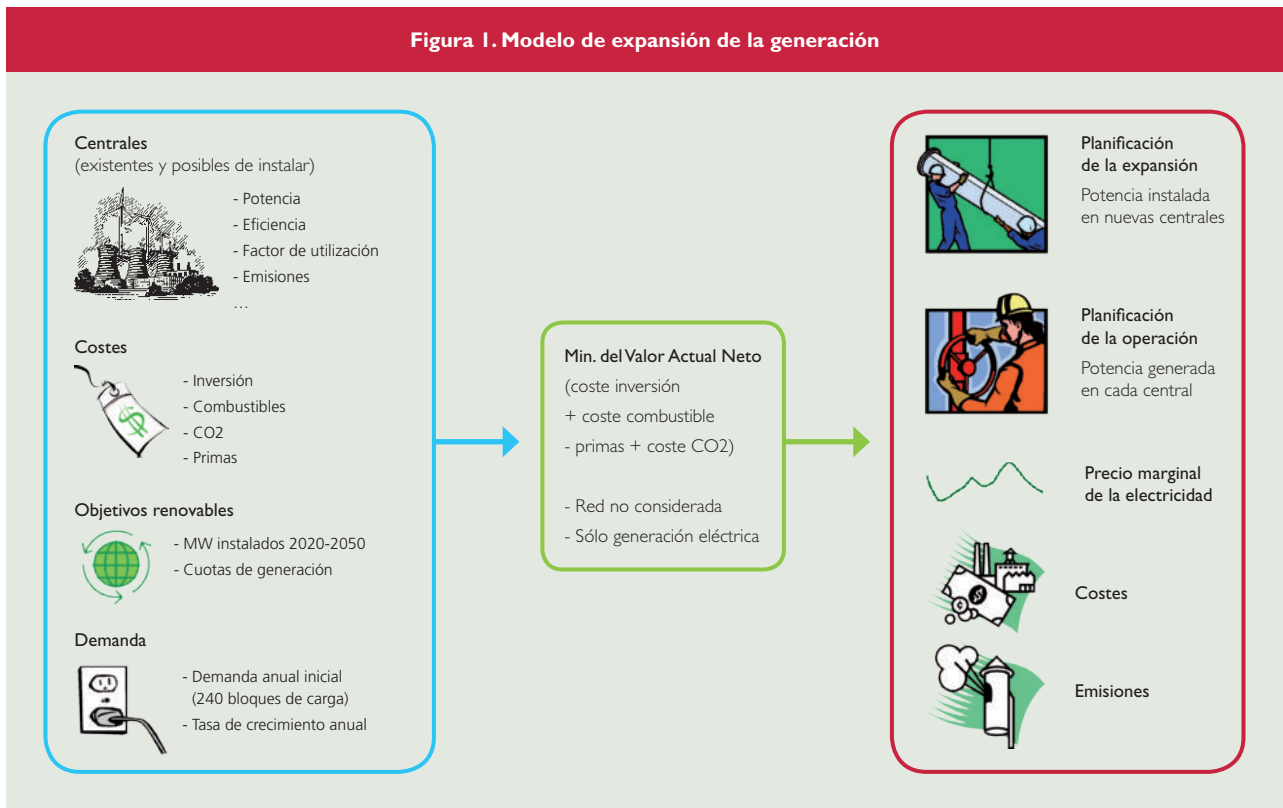
Licenciada en Economía (2006) por la Universidad Federal de Río de Janeiro (Brasil) y Máster Internacional en Economía y Gestión de Industrias de Red EMIN (2009), en la Universidad Pontificia de Comillas. Actualmente es investigadora en formación en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT).



Pablo Frías Marín

Ingeniero Industrial del ICAI (2001) y Doctor en Ingeniería Industrial (2008) por la Universidad Pontificia Comillas. Es Investigador del Instituto de Investigación Tecnológica y Profesor del Departamento de Electrotecnia y Sistemas de la ETSI-ICAI, de la Universidad Pontificia de Comillas.

Figura 1. Modelo de expansión de la generación



Introducción

El desafío energético en el medio y largo plazo viene impuesto por el cambio climático y la necesidad de garantizar el suministro de energía a todos los consumidores, además de fomentar la competitividad económica. Esta filosofía ha culminado en la Unión Europea en la Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Esta directiva estableció como uno de sus objetivos alcanzar un 20% de energía renovable en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea. Para lograr este objetivo se necesita una penetración masiva de generación renovable en los sistemas eléctricos europeos, cuyas características de intermitencia y limitada capacidad de regulación necesitarán una generación convencional más flexible, una operación más inteligente de las redes y una mayor participación de la respuesta de la demanda.

En España, la Directiva de 2009/28/CE se traduce en que las energías renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020, lo que significaría un 40% de fuentes renovables en el sector eléctrico. En 2010, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicó el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020 [1], donde se estima la contribución esperada de cada fuente de energía renovable en el sector eléctrico con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la directiva. Según este plan, la potencia instalada renovable alcanzaría unos 70GW, incluyendo 38GW de energía eólica y más de 13GW de energía solar.

Teniendo en cuenta estas ambiciosas metas, el objetivo de este artículo es analizar el impacto de niveles crecientes de penetración de energías renovables en la operación y en los costes del sistema eléctrico español en el periodo 2020-2050⁽¹⁾. Con este

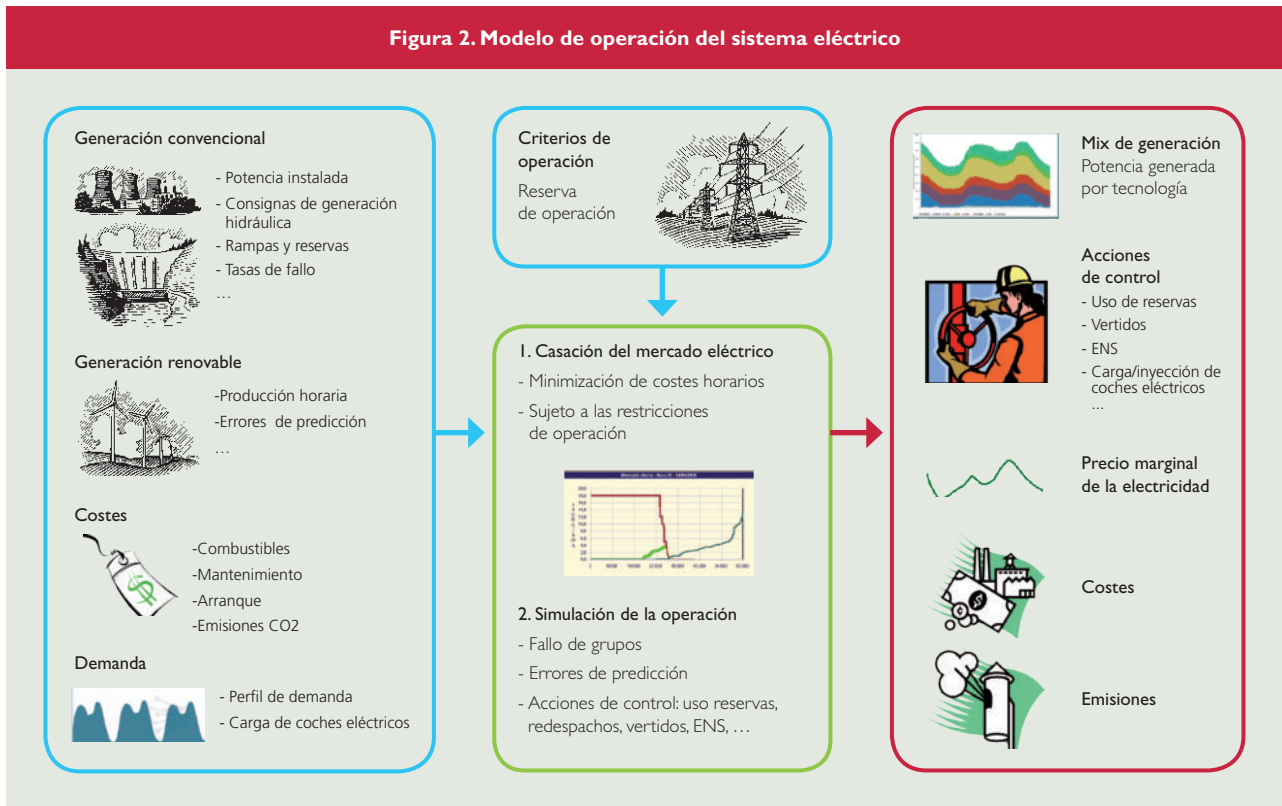
propósito, se parte de cuatro escenarios socio-tecnológicos que dan lugar a distintos niveles de potencia renovable instalada en 2050. A continuación, se estudia cómo evolucionaría el parque generador térmico, utilizando un modelo matemático que representa las decisiones de inversión en generación. Una vez conocido el parque generador en todo el periodo de análisis, se simula la operación horaria del sistema eléctrico para cuatro años representativos (2020, 2030, 2040 y 2050) mediante un modelo matemático que simula dicha operación.

Metodología

Para analizar el impacto de niveles crecientes de penetración de energías renovables en el sistema eléctrico español, se han utilizado secuencialmente dos modelos matemáticos de optimización. El primer modelo (modelo de expansión) resuelve la expansión del parque generador eléctrico en el periodo 2020-2050,

⁽¹⁾ Este estudio forma parte de los análisis realizados en el proyecto europeo SUSPLAN del 7º Programa Marco (www.susplan.eu). Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no representan la opinión de la Comisión Europea. La Comisión Europea no es responsable por el uso de la información contenida en este documento.

Figura 2. Modelo de operación del sistema eléctrico



mientras que el segundo modelo (modelo de operación) simula la operación del sistema eléctrico durante un año. Ninguno de los modelos tiene en cuenta las restricciones impuestas por la red eléctrica, por tanto presuponen que ésta evolucionaría para no limitar el desarrollo de nueva generación.

El modelo de largo plazo de expansión de la generación (Figura 1) representa el sistema eléctrico español y calcula la potencia necesaria óptima de cada tecnología de generación térmica para cubrir la demanda dada en el periodo de estudio [2]. El objetivo de este problema matemático es minimizar el valor actual neto del coste total del sistema eléctrico en todo el periodo analizado. Para este cálculo se incluye la vida útil de las centrales, los costes de inversión, costes de operación y los costes de emisiones de CO₂. La potencia instalada renovable al final del periodo de análisis se considera como objetivo de la política energética y, por lo tanto, es un dato de entrada del modelo. Para estimar la potencia instalada de partida (año 2020), se han tomado como base otros estudios de prospectiva energética como el realizado en [3]. Así, se obtiene como salida

del modelo la composición del parque generador en términos de potencia instalada para las distintas tecnologías.

El modelo de expansión no es capaz de representar la operación del sistema de forma detallada, como por ejemplo el comportamiento de la generación intermitente, los acoplamientos de generación horarios o los fallos de las unidades de generación. Para analizar este detalle se utiliza un segundo modelo matemático de optimización (Figura 2), que es capaz de simular el detalle de la operación del sistema eléctrico durante un año a nivel horario [4].

Este modelo parte de la potencia instalada calculada en el modelo de expansión, de los datos técnicos y costes de operación de las centrales térmicas, de las consignas diarias de producción hidráulica, de la producción horaria de la generación renovable con su error de predicción y, por último, de las necesidades de reserva a cubrir cada hora. El modelo representa la operación del sistema eléctrico en dos etapas: (1) cálculo del despacho de generación óptimo diario que minimizan los costes de operación, y (2) simulación de la operación horaria incluyendo errores de previsión de la generación eólica y

fallos fortuitos de unidades de generación térmica. Para garantizar el equilibrio generación/demanda, este modelo permite tomar medidas correctivas tales como el acoplamiento/parada de grupos térmicos o la programación del bombeo el día antes del suministro de energía, el uso de reservas de energía y el acoplamiento de grupos de gas en tiempo real. Este modelo permite también optimizar la carga y descarga de los coches eléctricos (VEs) como una estrategia para mejorar la operación del sistema. Los resultados del modelo incluyen la generación de electricidad por tecnología, las necesidades horarias de uso de reserva, vertidos eólicos por exceso de generación, energía no suministrada y los costes horarios y agregados de operación del sistema.

Escenarios

Para recoger la incertidumbre del sistema energético en el periodo 2020-2050 se han definido cuatro escenarios en función de dos variables: según el nivel de desarrollo tecnológico sea rápido o lento, y según la actitud pública sea positiva o indiferente hacia el uso de tecnologías más limpias [5]. En la Figura 3 se presenta la división de los

escenarios, que se han asociado a los colores verde, azul, rojo y amarillo.

Las características de cada escenario permiten definir parámetros como el crecimiento de la demanda teniendo en cuenta medidas de eficiencia energética, el precio de los combustibles y de las emisiones de CO₂, la penetración de coches eléctricos y la penetración de generación renovables recogidas en la Tabla 1. Se puede observar que, aunque las tasas de crecimiento de la demanda sean las mismas para los escenarios verde-amarillo y rojo-azul, la demanda final también depende de la penetración de los coches eléctricos, que queda definida tanto por el nivel de desarrollo tecnológico como por la conciencia medioambiental. Por su parte, los precios del gas y el carbón son más altos en los escenarios donde la conciencia medioambiental es indiferente y, por consiguiente, la demanda por estos combustibles tendería a ser mayor. Por la misma razón, la intervención pública sería necesaria para influenciar el precio de las emisiones del CO₂.

Finalmente, debido a la menor penetración de renovables en el escenario rojo, se ha considerado la posibilidad de la instalación de nueva potencia nuclear; mientras que en los demás escenarios se considera que hay un desmantelamiento de las centrales nucleares antes del 2030.

Evolución de la capacidad instalada

La Figura 4 presenta los resultados del modelo de expansión de la generación, que proporcionan la evolución de la potencia instalada térmica en el periodo 2020-2050 para los cuatro escenarios. La mayor capacidad instalada en el 2050 corresponde al escenario verde, con 274GW. Esto se debe a que en este escenario se ha considerado una penetración de renovables muy alta, especialmente de generación solar y eólica. Dado que estas tecnologías se caracterizan por su intermitencia y limitada capacidad de control, este escenario requiere una potencia flexible que funcione como back-up de esta generación.

Figura 3. Escenarios de evolución del sistema energético en 2050



La potencia instalada en el escenario azul en el 2050 es de 248GW, correspondiente a una potencia instalada renovable relativamente alta y a los altos niveles de la demanda (resultado de la baja conciencia medioambiental y alta penetración de coches eléctricos). Por otro lado, los escenarios amarillo y rojo presentan unas capacidades instaladas totales menores, 202GW y 192GW respectivamente, resultado de una menor penetración de renovables.

En la Tabla 2 se presentan los costes de inversión totales y unitarios de la capacidad instalada en el periodo 2020-2050. La capacidad instalada renovable y térmica total incluye no sólo el incremento de capacidad observado entre los años 2020 y 2050 sino también la capacidad que es instalada para reemplazar las centrales

que se han dado de baja. Los costes de inversión unitarios de las tecnologías renovables dependen de la curva de aprendizaje considerada para cada tecnología y escenario, mientras que los costes de inversión de las tecnologías convencionales han sido considerados constantes en todos los escenarios [6].

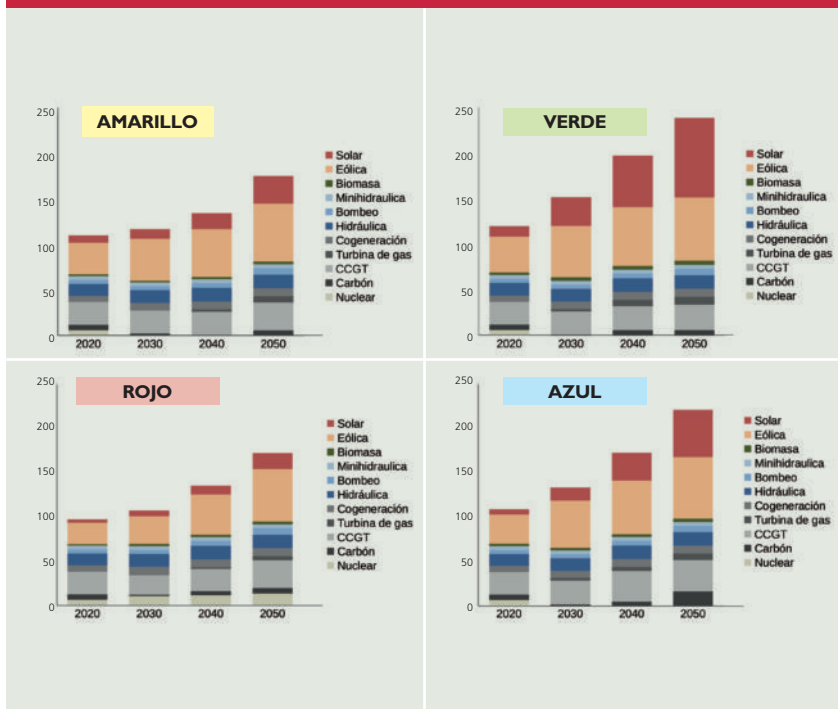
Aunque en los escenarios verde y azul haya más desarrollo tecnológico, los costes unitarios de la capacidad renovable instalada en el periodo 2020-2050 en estos escenarios son los más altos. Eso se debe a que en estos escenarios se instala una mayor capacidad de tecnologías renovables caras, como la solar fotovoltaica y la solar térmica. Por otro lado, el coste unitario de la capacidad térmica en el escenario azul es el más alto entre todos los

Tabla 1. Parámetros de los distintos escenarios

	VERDE		AMARILLO		ROJO		AZUL	
	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050
Crecimiento anual de la demanda (2010-2020)/(2020-2050)	1%/1,5%				2%/2%			
Vehículos eléctricos (millones)	10	30	0	10	0	5	0	20
Precio emisiones de CO ₂ (€/ton)	30	53	30	53	35	104	35	104
Precio gas (€/MWh)	29				39			
Precio carbón (€/MWh)	7,6	3,3	7,6	3,3	10	11,3	10	11,3

MWh_t representa la energía térmica. Para calcular la energía eléctrica equivalente habría que considerar el rendimiento de la central eléctrica.

Figura 4. Evolución de la potencia instalada en los distintos escenarios (GW)



escenarios debido a la instalación de potencia nuclear. Finalmente, los costes unitarios totales más altos pertenecen a los escenarios verde y azul, respectivamente, debido a la alta penetración de renovables en estos escenarios.

Operación del sistema eléctrico

En la Figura 5 se presenta la generación de electricidad por tecnología en cada escenario obtenido del modelo de operación. En los escenarios con alto desarrollo tecnológico se considera una estrategia de carga inteligente de los vehículos eléctricos y además éstos pueden

inyectar electricidad en la red (*vehicle-to-grid*).

En el escenario verde, la generación renovable aumenta su participación en el abastecimiento de la demanda eléctrica del 62% en el 2020 a un 80% en el 2050. Por otro lado, la generación térmica no sólo disminuye en términos relativos sino también en términos absolutos, como se puede observar en la Figura 5. En lo que se refiere a la generación intermitente en el escenario verde, sólo la eólica representa un 30% del total de la energía generada en el año 2050. Debido a la alta penetración de generación intermitente en este escenario, el uso

de tecnologías flexibles (turbina de gas) y de almacenamiento (bombeo y baterías de vehículos eléctricos) aumenta de forma significativa en el periodo del 2020-2050: la generación a partir de turbinas de gas incrementa cerca de un 600% (de 297GWh a casi 2TWh) y el uso del bombeo aumenta alrededor de un 82% (alcanzando más de 19TWh en el 2050), mientras la demanda crece un 35% en el periodo estudiado. Además, los niveles de vertidos eólicos, en situaciones donde hay exceso de generación que no puede ser almacenada ni compensada por las reservas, son altos durante todo el periodo analizado, variando desde de más de 10TWh hasta unos 24TWh anuales.

Por su parte, la generación eléctrica a partir de fuentes renovables en el escenario amarillo pasa del 57% en el 2020 al 67% de la generación total en el 2050. Dado que en este escenario hay una menor penetración de renovables, el uso del bombeo y turbinas de gas así como los vertidos eólicos son menores que en el escenario verde. Por ejemplo, el uso del bombeo aumenta desde de 2,8TWh en 2020 para 4,8TWh en el 2050. En lo que se refiere a los vertidos, no sólo sus niveles son bajos comparados al escenario amarillo, sino también disminuyen en el periodo estudiado (pasan de 5TWh en el 2020 a 4TWh en 2050).

El escenario rojo se caracteriza como el menos renovable de los cuatro escenarios, con una producción mayoritariamente térmica. La contribución de la generación renovable en la demanda eléctrica aumenta del 40% al 46% en el periodo del 2020-2050. Por este motivo, el uso del bombeo es relativamente pequeño (alrededor de 4TWh en el año de 2050), así como los vertidos (menor que 1TWh en 2050).

Finalmente, la penetración de renovables alcanza el 62% de la demanda en 2050 en el escenario azul. Este porcentaje es menor que el observado en el escenario amarillo debido a la considerable generación térmica. El uso del bombeo y los

Tabla 2. Costes de inversión totales y unitarios de la potencia instalada en el periodo 2020-2050

	VERDE	AMARILLO	ROJO	AZUL
Capacidad renovable instalada total (GW)	190	117	95	147
Capacidad térmica instalada total (GW)	62	60	72	76
Coste unitario de la capacidad renovable (€/kW)	1.960	1.862	1.752	1.922
Coste unitario de la capacidad térmica (€/kW)	768	780	1.258	983
Coste unitario total (€/kW)	1.667	1.494	1.538	1.602
Costes totales (mil millones €)	420	264	256	357

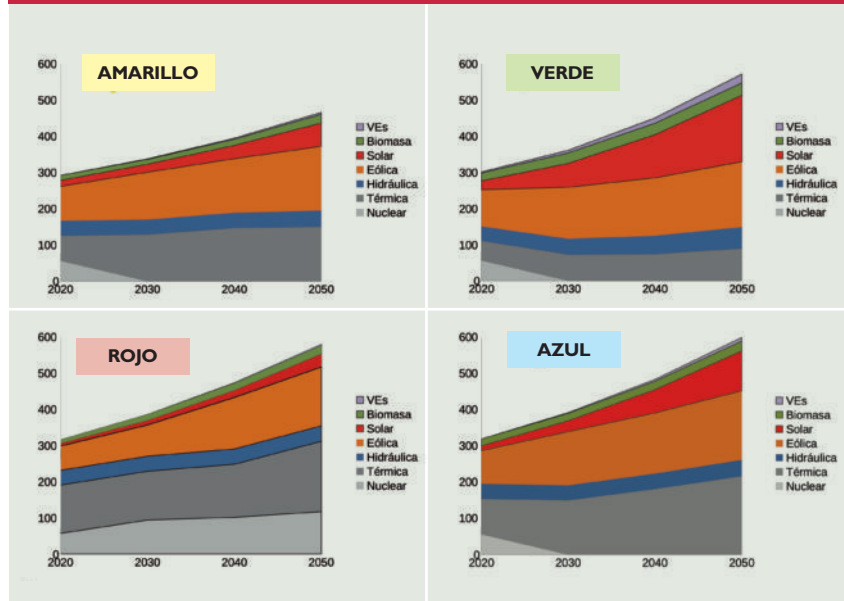
vertidos eólicos en este escenario son similares a los valores observados en el escenario amarillo, a pesar de la producción mayor con fuentes renovables en el primero. Esto se explica por dos razones principales: la alta demanda hace que se reduzca el número de horas con exceso de generación, y el mayor número de coches eléctricos en el escenario azul sustituye en parte el uso del bombeo a la vez que reduce la necesidad de vertidos.

La Tabla 3 indica los costes de operación del sistema para el año inicial y el último año del periodo de análisis resultantes del modelo de operación. Se observa que los costes de combustibles y emisiones de CO₂ (tanto totales como el promedio) crecen en todos los escenarios. Los costes totales crecen debido no sólo a los precios más caros de los combustibles, sino también a una demanda más alta.

En el caso del escenario verde (donde la generación térmica disminuye en el periodo de análisis), el aumento de los costes totales se debe al aumento de los precios de combustible y de las emisiones de CO₂, y al mayor nivel de emisiones debido a la sustitución de centrales nucleares por centrales de carbón y ciclos combinados. En los escenarios amarillo, rojo y azul, los costes totales de combustibles y de las emisiones de CO₂ crecen en proporción a los precios y a la generación térmica. Comparando los escenarios rojo y azul, los costes totales (y el coste promedio) son más altos en el segundo caso, a pesar de la mayor penetración de renovables, debido a que en el escenario rojo se expande la capacidad térmica.

Por último, en los escenarios con mayor penetración de generación renovable, los costes medios son menores, dado que el precio del combustible y de las emisiones es menor (Tabla 1). La evolución de la generación renovable en el periodo 2020-2050 supone un incremento en el coste marginal promedio, dado la mayor necesidad de reservas, el mayor uso de generación flexible y más cara, y la mayor probabilidad de energía no suministrada.

Figura 5. Generación eléctrica por tecnología en los distintos escenarios (TWh)



Impacto en las necesidades de redes energéticas

La integración de generación renovable a gran escala en el sistema eléctrico español claramente afecta a las necesidades de infraestructuras energéticas, tanto en redes de electricidad como de gas en España [6].

Las necesidades en la red de transporte de energía eléctrica incluirían refuerzos en la red eléctrica nacional, nuevas inversiones para conectar parques eólicos marinos y el aumento de la capacidad de interconexión. Las mayores necesidades de refuerzo en la red de transporte nacional corresponderían al escenario azul, en el que hay una alta penetración de generación renovable en la red de transporte y un notable crecimiento de la demanda eléctrica. El escenario verde

incluiría las mayores necesidades de inversión en la expansión de la red eléctrica para alimentar parques eólicos marinos. Un aspecto clave para la integración masiva de renovables es el aumento de la capacidad de interconexión de España con el Norte de Europa. Si se compara el ahorro que supone el reducir los vertidos de energía eólica y el coste de la infraestructura, la interconexión óptima sería de unos 26GW en el escenario verde [6], similar al obtenido en otros estudios europeos [7].

Por su parte, las redes de distribución de energía eléctrica necesitarían ser reforzadas en aquellos escenarios con alto nivel de penetración de generación renovable distribuida (por ejemplo, las centrales de solar fotovoltaica, mini-hidráulica o biomasa) y

Tabla 3. Costes de operación del sistema en los años de 2020 y 2050

	VERDE		AMARILLO		ROJO		AZUL	
	2020	2050	2020	2050	2020	2050	2020	2050
Costes totales de combustible y de emisiones de CO ₂ (millones €)	2.236	4.642	3.222	9.262	10.021	23.142	6.684	25.253
Coste promedio de combustible y de emisiones de CO ₂ (€/MWh)	7,4	8,1	11,0	19,9	31,7	39,8	20,9	42,1
Coste marginal promedio (€/MWh)	38,3	41,3	49,5	74,4	91,9	145,6	81,2	131,5



de coches eléctricos, que se corresponden con los escenarios verde y azul. Además, estas redes deben evolucionar hacia redes más inteligentes, capaces de gestionar la generación y la demanda de forma eficiente y garantizando la máxima calidad del suministro.

Por último, el crecimiento de la producción con fuentes renovables disminuye el hueco térmico y la generación con combustibles fósiles como el gas. Dada la elevada capacidad de la infraestructura actual de transporte y conversión de gas, ésta no necesitaría ser ampliada para niveles de penetración de renovables superiores al 60%, que se corresponden con el escenario verde.

Conclusiones

A pesar de los beneficios proporcionados por el aumento en la generación de electricidad por medio de fuentes renovables, tales como la reducción de la dependencia energética y del impacto ambiental, una alta penetración de esas fuentes impone desafíos importantes a la operación

del sistema eléctrico [8] y también aumentan los costes del mismo. Entre los cambios causados por la mayor integración de renovables están la mayor probabilidad de vertidos eólicos y de energía no suministrada. Por ello se aumenta la necesidad de reservas de energía, así como de tecnologías de generación flexibles y de nueva capacidad de interconexión con otros sistemas eléctricos.

En este nuevo contexto, el bombeo y las nuevas opciones de almacenamiento (baterías de VEs, pilas de combustible, superconductores, etc.) tendrán un papel fundamental en el control de los desvíos causados por la generación no controlable. Además, la gestión activa de la demanda y la introducción de redes de distribución inteligentes contribuirán significativamente a una mayor integración de las energías renovables. Por último, la expansión de la capacidad de interconexión permitirá no sólo exportar energía a otras regiones en casos de exceso de generación sino también importar electricidad en casos de déficit de generación. ■

Bibliografía

- [1] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, "Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020", 2010. Disponible en: www.mityc.es
- [2] P. Linares, F. Javier Santos, M. Ventosa, L. Lapedra, "Incorporating oligopoly, CO₂ emissions trading and green certificates into a power generation expansion model", *Automatica*, vol. 44, pp. 1608-1620, 06/01, 2008.
- [3] Asociación Española de la Industria Eléctrica, "Prospectiva de Generación Eléctrica 2030", 2007. Disponible en: www.unesa.es.
- [4] Modelo ROM (Modelo de Explotación y Fiabilidad para la Generación Renovable). Disponible en: www.iit.upcomillas.es/~aramos/ROM.htm.
- [5] H. Auer, K. Zach, G. Totschnig, L. Weissteneiner, "D1.2 - Scenario Guidebook: Definition of a Consistent Scenario Framework", 2009. Disponible en: www.susplan.eu.
- [6] P. Frías, C. Fernandes, R. Cossent, L. Olmos, "D2.6 - Report from the regional study case: South-Western Europe (Spain)", 2010. Disponible en: www.susplan.eu.
- [7] European Climate Foundation, "Roadmap 2050. A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe", 2010. Disponible en: www.roadmap2050.eu.
- [8] European Renewable Energy Centres, "Research Priorities for Renewable Energy Technology by 2020 and beyond", 2009. Disponible en: www.energy.eu