

La Reforma del Mercado Eléctrico Europeo

Felipe Requejo Sigüenza

Socio - Líder Mundial Sector Utilities de Deloitte

Antecedentes

En el año 2010, el Consejo Europeo aprobó unos planes ambiciosos para la región, conocidos como los objetivos 20-20-20, que establecían:

- Una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.
- Un 20% de participación de recursos renovables en el consumo energético producido.
- Un 20% de reducción de consumo de energía primaria comparado con los niveles tendenciales.

Estos objetivos 20-20-20 representan un enfoque integrado de la política climática y energética que persigue luchar contra el cambio climático, aumentar la seguridad energética de la UE y reforzar su competitividad.

En un horizonte más lejano, para el 2050, los países de la Unión Europea han acordado reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80% y un 95% respecto a los niveles de 1990. La consecución de esta reducción obligará a los 28 Estados

miembro a abordar medidas importantes de eficiencia energética en todos los sectores y lograr la casi total descarbonización del sector energético, aumentando el porcentaje de renovables en el *mix* energético e invirtiendo en mejoras en transformación y distribución eléctrica.

Para la consecución de estos objetivos, se han establecido unos retos intermedios a 2030:

- Una reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Una cifra superior al 27% de participación de recursos renovables en el consumo energético producido.
- Una cifra cercana al 30% de reducción de consumo de energía primaria comparado con los niveles tendenciales.

Las estimaciones actuales respecto al cumplimiento de los objetivos para 2020 son muy positivas, indicando una reducción del 24% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990 (por encima del 20% propuesto), un 21% de cuota de las renovables en el *mix* energético (también superior al 20% objetivo) y

unos ahorros de energía del 18-19%, que, aun estando 1 o 2 p.p. por debajo del objetivo pretendido, significan un gran progreso.

Sin embargo, y ante el optimismo que nos puede producir los resultados obtenidos, no hay que olvidar que todas estas políticas estaban sujetas a la consecución de otros objetivos igual de importantes para la Unión Europea como son: **la seguridad de suministro y el disponer de un coste de energía competitivo.**

Es relativo a estos puntos donde se encuentran los mayores problemas, y en donde las medidas adoptadas para conseguir los objetivos anteriores no han sido totalmente acertadas. Por lo tanto, es conveniente reflexionar sobre lo sucedido en el pasado, con el objetivo de aprender de los errores cometidos y encaminar adecuadamente las futuras actuaciones en el ámbito de la energía a nivel europeo.

Situación actual - Modelo energético

La no siempre adecuada aplicación de acciones y la gestión de las mismas en los diferentes países de la Unión Europea, nos

ha llevado a una situación “energética” compleja y no prevista para las economías europeas. Entre los síntomas que caracterizan nuestra situación energética podemos resaltar los siguientes:

1. El precio de la energía se ha disparado

Las facturas de energía están creciendo rápidamente. Entre 2008 y 2012, los costes de energía y de suministro se redujeron en un 4%, y los impuestos, gravámenes y otros cargos, por el contrario, aumentaron hasta en un 31%, acabando de esta mane-

ra con cualquier beneficio derivado del funcionamiento de los mercados mayoristas.

Para los consumidores industriales, el componente de impuestos e incentivos aumentó hasta en un 127% durante ese mismo período de 2008 a 2012, con el consiguiente impacto en su competitividad y en su posición de mercado.

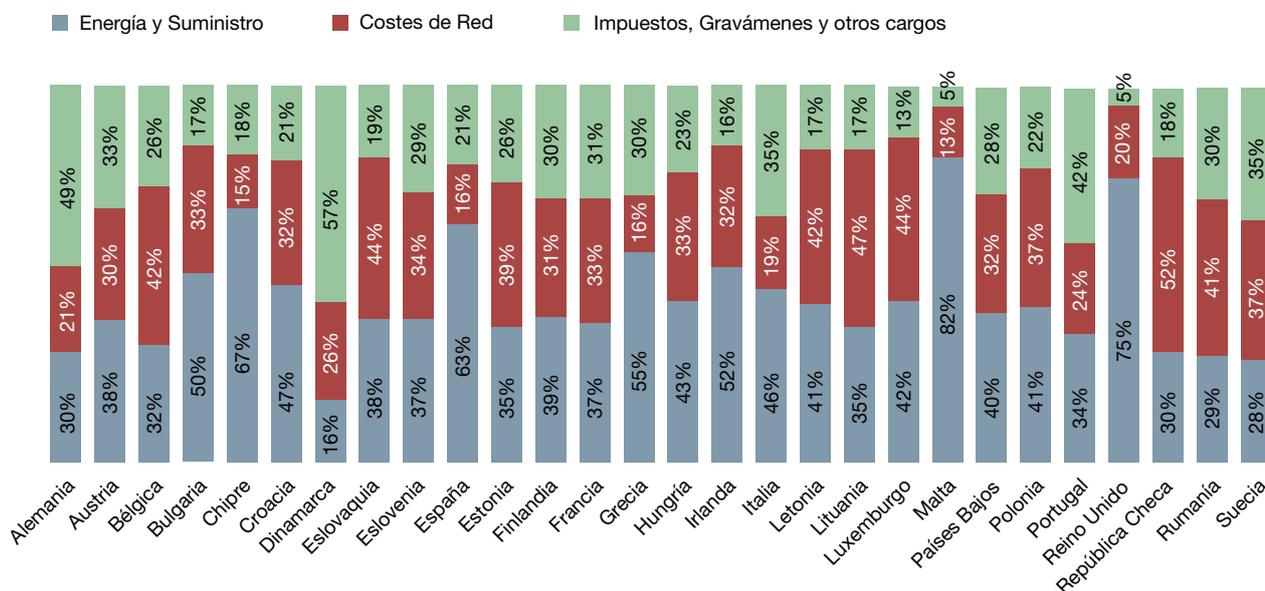
2. Nuestra dependencia energética ha seguido en aumento

La alta dependencia energética de la UE, hasta el momento, no ha logrado reducir-

se con las políticas energéticas aplicadas. La seguridad de suministro es un problema aún mayor hoy en día de lo que era en 2005, a pesar del impacto que la crisis financiera ha tenido en la demanda.

Por un lado, la demanda mundial de energía está creciendo y, según las previsiones, aumentará en un 27 % de aquí a 2030. Por otro, la producción energética interna de la UE disminuyó en casi una quinta parte entre 1995 y 2012. En la actualidad, más del 50 % de las necesidades energéticas de la UE están cubiertas por proveedores externos: en 2012, alrededor del 90 % del

Figura 1. Cuota de los componentes del precio residencial por país de la UE-28 en 2013.



Fuente: Eurostat. Electricity prices components for domestic consumers. Banda DC: 2.500 kWh < Consumption < 5 000 kWh

Nota: hay diferencias significativas en la forma en que los Estados miembro categorizan ciertos tipos de cargos. En el epígrafe de los costes de energía y suministro, por ejemplo, no siempre se designa el mismo conjunto de cargos y actividades en cada país. Es importante tener estas inconsistencias en cuenta al considerar los datos, ya que complican la tarea de comparar el desglose de los precios de los Estados miembros. Para tomar el ejemplo más sobresaliente, la parte de la factura de la luz en relación con el apoyo a la generación de energía renovable se considera de distinta manera: como la energía y el coste de suministro (Bélgica, Reino Unido, España), como parte de los costes de red (República Checa, Eslovaquia, Dinamarca), o más comúnmente, como un gravamen (Austria, Alemania, otros Estados miembro).

Figura 2. Evolución de la dependencia de la energía importada por tipo de combustible en UE-28

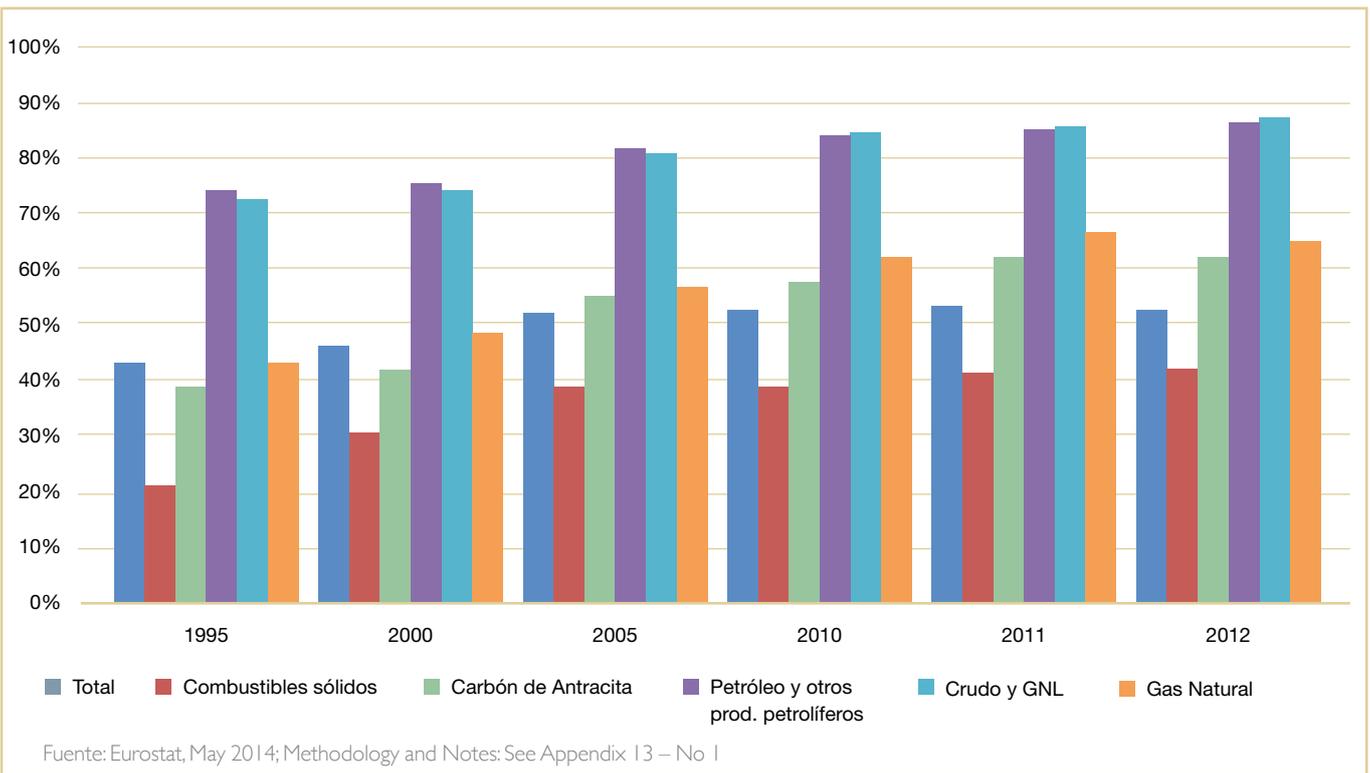


Figura 3. Baseload spot day ahead (€/MWh)

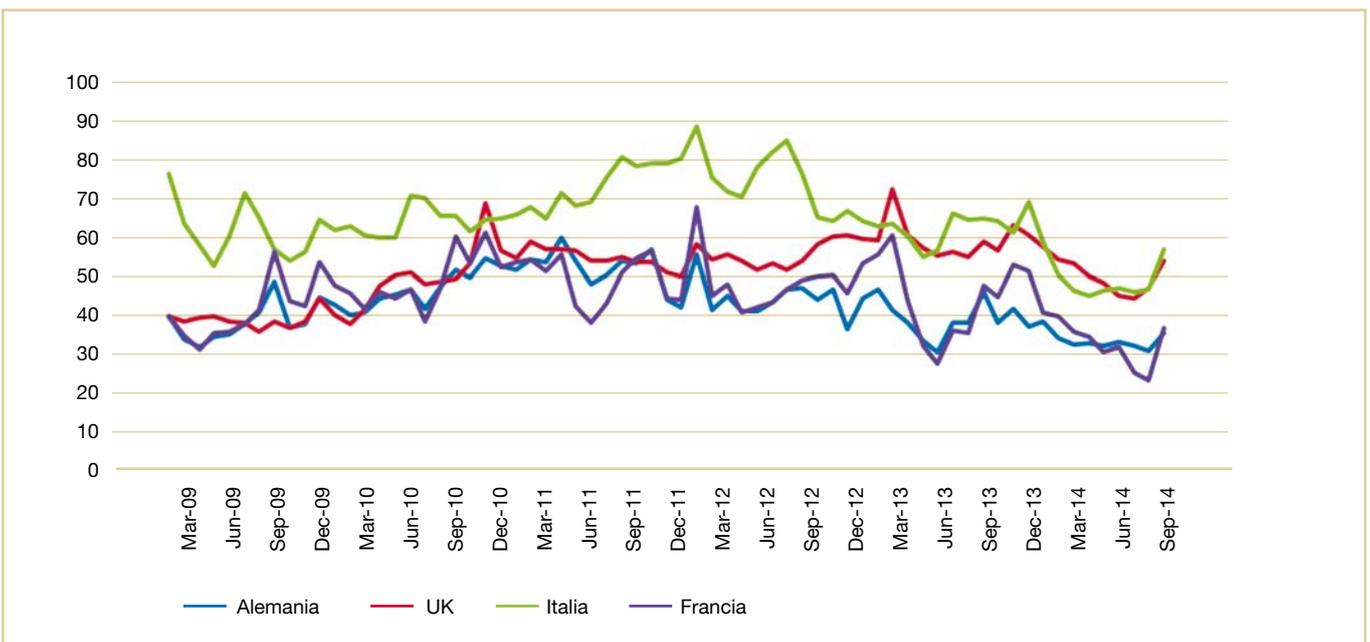
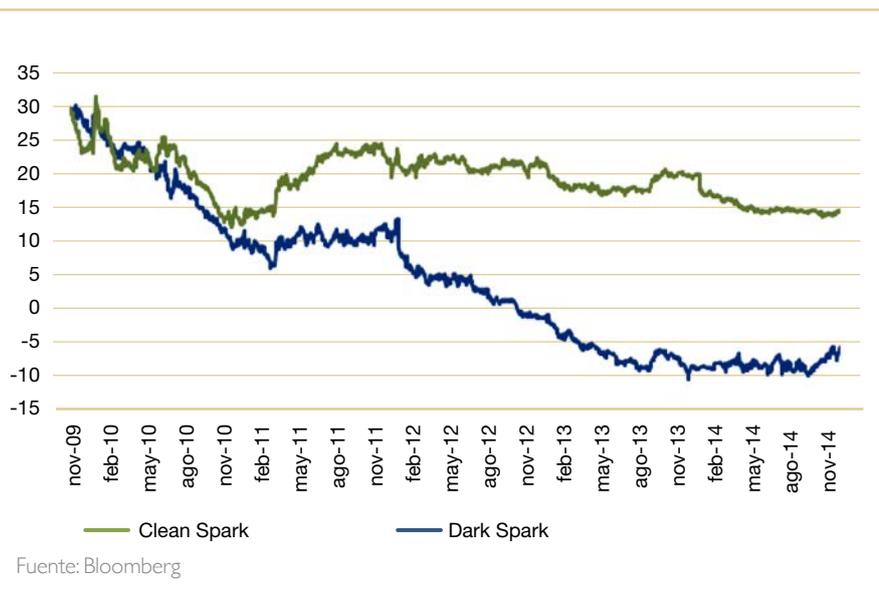


Figura 4. Evolución del Clean Spark y Dark Spark (€/MWh)

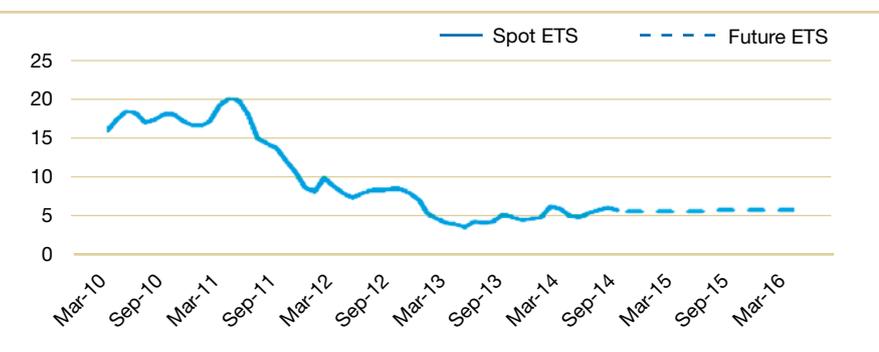


petróleo, el 66 % del gas y el 42 % de los combustibles sólidos consumidos en la UE fueron importados, lo que supone una factura de más de 1.000 millones de euros al día. Esto eleva la dificultad para garantizar unos flujos de energía ininterrumpidos y unos precios estables.

3. Nuestros mercados eléctricos se han deteriorado

La capacidad a gran escala de energías renovables ha bajado los precios de mercado a mínimos históricos, reduciendo a su vez los márgenes de la generación a partir de combustibles fósiles. Los precios de electricidad mayorista han disminuido significativamente en los últimos 2 a 3 años en la mayoría de los mercados europeos.

Figura 5. Evolución del precio del CO₂ (€/Tn)



Además, un mercado de carbono que no ha respondido a las expectativas que se tenían, ha dejado fuera de mercado un combustible limpio, como el gas, y ha favorecido el carbón (con el precio del carbono por debajo de 6€ por tonelada frente a un precio de conmutación del carbón al gas en un rango de 17€ a 28€ por tonelada de CO₂, es más caro quemar gas que carbón).

Esta situación de ineficiencia en el mercado de CO₂, se debe, entre otros motivos, a que la sobreasignación del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (ETS) ha generado excedentes de crédito de carbono.

Figura 6. Comparativa Clean Spark, Clean Dark y precio de conmutación

	Clean Spark (€/MWh)		Clean Dark (€/MWh)		Switching Price (€/tCO ₂)	
	Spot	Futures	Spot	Futures	Spot	Futures
Alemania*	-5,8	-14,3	5,7	9,1	17,6	27,9
Reino Unido*	19,2	8,3	21,0	34,7	12,8	29,7

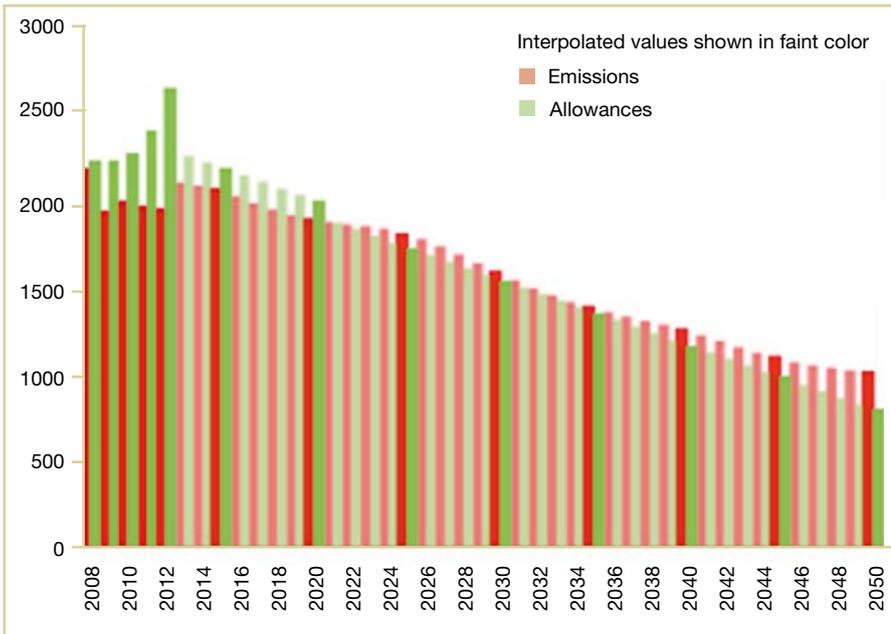
*Alemania, 2015 calendar contract; Reino Unido, summer 2015 contract

Según nuestra visión, este excedente no parece que vaya a mostrar signos de reducción en los próximos años. La previsión es que esta situación se mantendrá hasta el 2020 y luego comenzará a descender.

Las emisiones de CO₂ están aumentando: +2,4% de emisiones de CO₂ verificadas en la UE (2011-2012)

Fuente: REE

Figura 7. Proyección de los permisos disponibles y las emisiones de GEI del ETS



Situación actual – Las empresas eléctricas

Las actuaciones llevadas a cabo también han tenido impactos no esperados sobre el mercado eléctrico, produciendo un descenso significativo en la rentabilidad de las empresas eléctricas europeas, un deterioro de sus ratios de deuda neta a Ebitda y obligándolas a desinvertir activos de generación.

Las compañías han registrado unas pérdidas contables significativas en 2012 y 2013, derivadas de ajustes en la valoración de los activos para adaptarlos a su valor de mercado.

El desarrollo de generación a partir de fuentes renovables, por ejemplo, no se ha considerado de modo adecuado dentro de la planificación energética y en base a las señales que emitía el mercado. Esto

ha provocado un excedente de capacidad y, adicionalmente, *mix* de generación que produce precios de electricidad “poco competitivos”. Este exceso de capacidad ha sido uno de los motivos que ha provocado que, en los últimos tres años, compañías eléctricas europeas hayan parado 51GW de modernos activos de generación a partir de gas, equivalentes a la capacidad de Bélgica, República Checa y Portugal. En opinión de las empresas de Utilities europeas no habrá necesidad de construir nueva capacidad (fósil o nuclear) hasta el año 2025, excepto en el Reino Unido y en Polonia.

Para compensar la debilidad del entorno de mercado, las compañías energéticas han reaccionado emprendiendo diferentes acciones dirigidas a mantener una adecuada gestión de la compañía, tanto a la hora de seleccionar las inversiones como mediante el establecimiento de políticas financieras estrictas, procurando, a su vez, mantener políticas sostenibles de retribución a los accionistas.

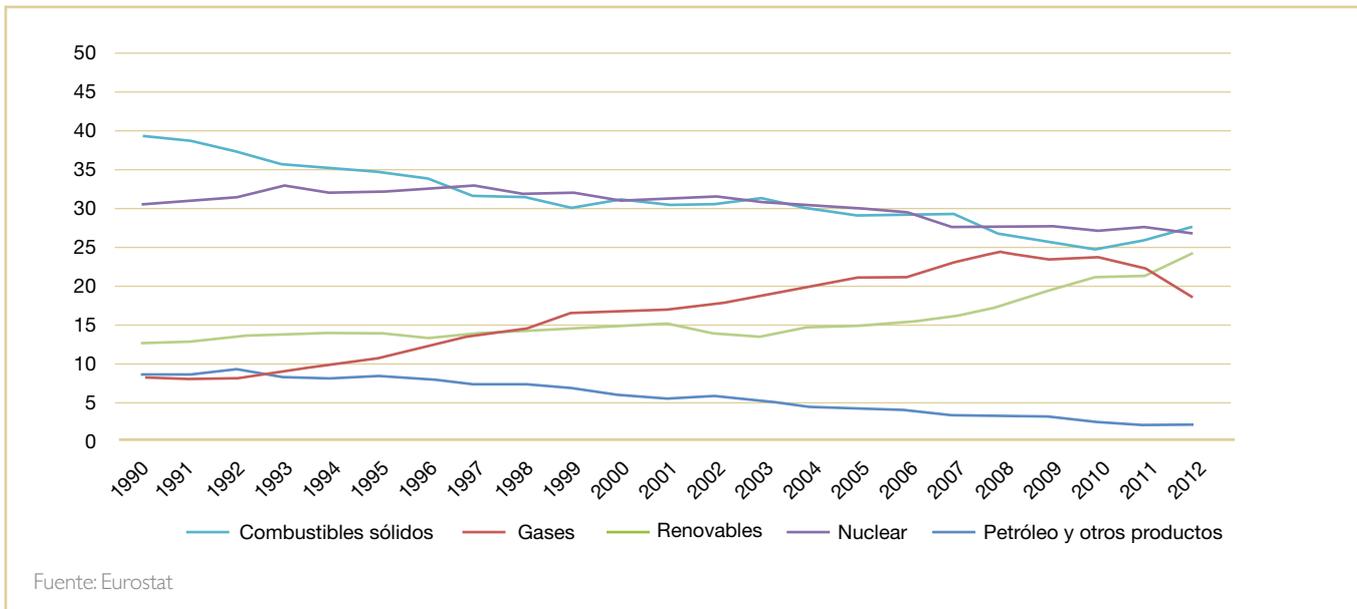
Las empresas del sector en Europa han abordado en los últimos años, y planean continuar haciéndolo, planes de mejora de la eficiencia y reducción de costes, que incluyen inversiones recurrentes en mantenimiento y mejora de instalaciones para aprovechar las plataformas existentes y mejorar la rentabilidad, optimización de la flota térmica, implantación de medidas de eficiencia para seguir mejorando la relación entre los gastos operativos netos y el margen bruto, renegociación de los contratos de suministro de gas, reducción de los costes financieros, control de gastos operativos... También han emprendido programas de innovación, que les permitan posicionarse adecuadamente para capturar o desarrollar nuevos servicios en relación con la transición energética.

Otra de sus prioridades ha sido tratar de mejorar su fortaleza financiera, reduciendo

Figura 8. Pérdidas registradas por las compañías derivadas de ajustes en la valoración de activos en 2012 y 2013

Compañía	Pérdidas registradas (en bn €)
ENEL	3,3
E.ON	3,3
GDF Suez	17,5
Iberdrola	2,1
RWE	6,9
Vattenfal	4,2

Figura 9. Generación de electricidad bruta por tipo de combustible en la UE-28 – 1990-2012 (en % de cuota sobre el total)



sus niveles de deuda y rebajando sus ratios de apalancamiento, mediante ventas selectivas de activos y asociaciones con fondos de inversión para invertir en mercados de rápido crecimiento.

Y, por último, abrir nuevas vías de crecimiento, aunque manteniendo un perfil de riesgo equilibrado, tanto a través de inversiones selectivas en renovables y redes, como potenciando la internacionalización de sus actividades en países con regulación predecible y estable.

Situación actual – Una visión más detallada por país

Alemania:

El mercado energético alemán, el más grande de Europa por capacidad instalada, ha experimentado en la última década cambios fundamentales, impulsados por la continua expansión de las energías renova-

bles y la abrupta decisión de eliminar gradualmente la energía nuclear, una de sus piedras angulares, para el año 2022, tras el incidente de Fukushima en 2011.

El carbón es la principal fuente de generación de electricidad (44% de la generación

producida), seguida de las energías renovables (29%) y la energía nuclear (15%). Entre 2008 y 2012, la capacidad de generación en Alemania aumentó en 26,7 GW, principalmente por fotovoltaica y eólica. Y en ese mismo periodo, la capacidad a partir de carbón y gas también aumentó.

Figura 10. Capacidad eléctrica en Alemania - 183 GW (2013)

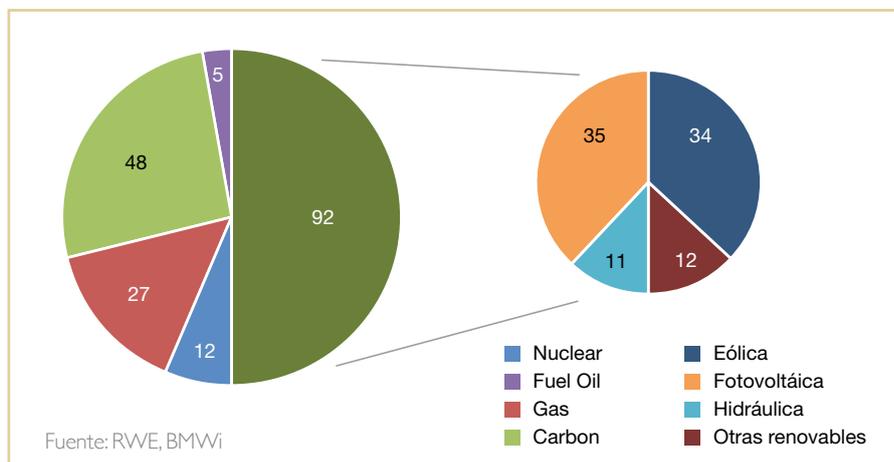
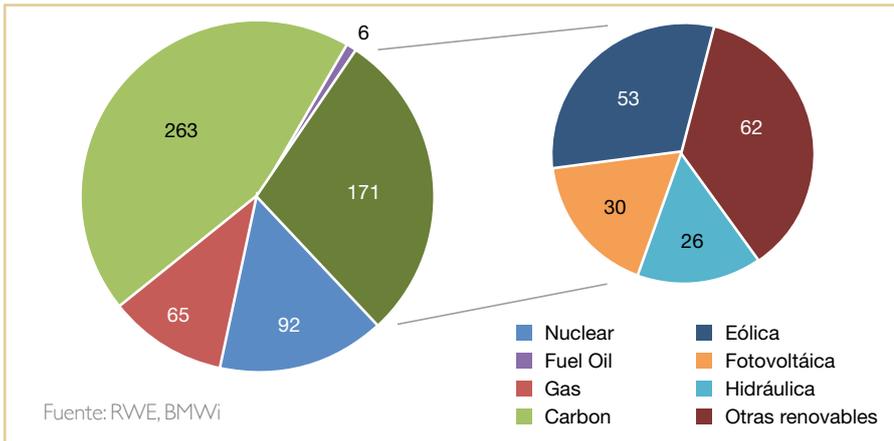


Figura 11. Generación eléctrica neta en Alemania - 596 TWh (2013)



precios han experimentado fuertes incrementos (32% y 33% respectivamente), debido principalmente a impuestos y recargos, incluyendo los subsidios al desarrollo de renovables (EEG). Aunque la fotovoltaica generó un 17% de la energía renovable en 2013, este tipo de energía representó el 53% de los EEG, tres veces más que los eólicos (18%) y dos veces más que la biomasa (26%) en el mismo período. Esta situación, teóricamente, podrá ser mejorada con el CAP flexible que se puede aplicar a los EEG para las nuevas capacidades de generación en renovables.

Los precios residenciales de electricidad son los segundos más altos de la Unión Europea (tras Dinamarca), situándose un 45% por encima de la media del EU-28, y

los precios industriales son los cuartos, un 21% por encima de la media, aunque son un 50% más bajos que los del mercado residencial. En los últimos 5 años, ambos

Entre 2010 y 2011, el Gobierno alemán aprobó sus objetivos energéticos y climáticos a largo plazo, con objetivos intermedios para hacer el seguimiento, estableciendo (figura 13):

Figura 12. Precios minoristas para consumidores en Alemania (€/MWh)

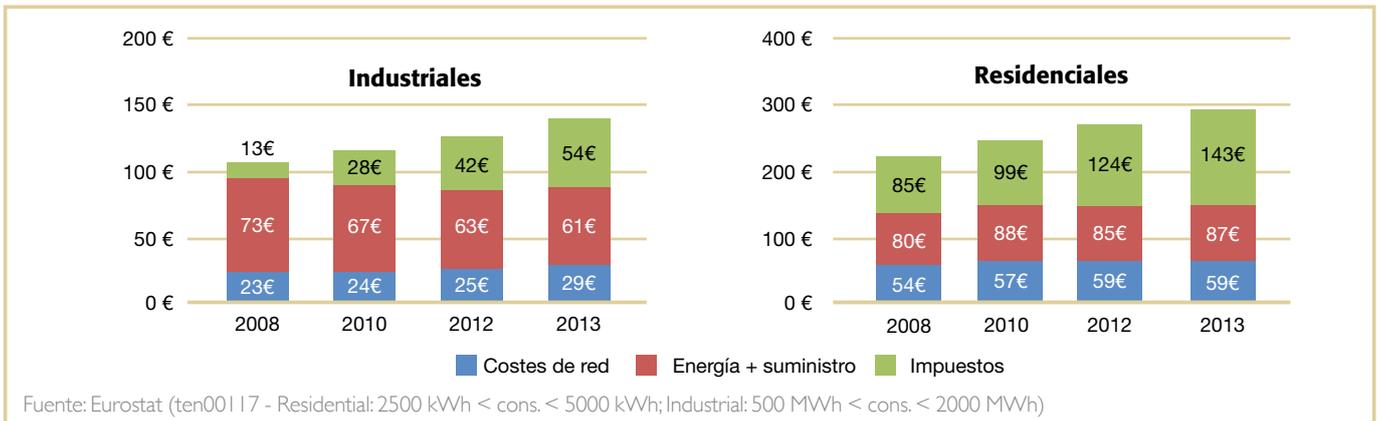


Figura 13.

	Objetivos	2020	2030	2040	2050
Eficiencia Energética	Reducción del consumo de energía primaria, respecto al año 2008	20%			50%
	Reducción de consumo de electricidad, respecto a 2008	10%			25%
	Reducción del consumo de energía final en el sector transporte, respecto a 2005	10%			40%
EERR	Cuota de energías renovables en consumo de electricidad	35%	50%	65%	80%
	Cuota de energías renovables en consumo final de energía	18%	30%	45%	60%
GEI	Reducción de GEI, respecto a 2009	40%	55%	70%	80% - 95%

Estos objetivos se fijaron antes de tomar la decisión de eliminar gradualmente la energía nuclear para el año 2022 tras el incidente de Fukushima. Sin embargo, el Gobierno decidió no ajustar estos objetivos, sino potenciar medidas complementarias para lograr su cumplimiento, en particular acelerando el desarrollo de las energías renovables y de la red eléctrica, y de medidas de eficiencia energética.

Esto supone importantes retos en la política energética alemana, entre los que podemos citar los siguientes:

- La estabilización de los precios de la electricidad sobre todo en el mercado residencial.
- En este sentido, aplicar de modo eficiente los *cap flexibles* para los EEG asociados a las energías renovables.
- Acometer de modo rápido y eficiente económicamente la extensión de la red eléctrica, debido a las necesidades que surgen en la misma, derivadas de la generación distribuida y el incremento de porcentaje de capacidad de generación en el norte.
- Será necesario definir el futuro papel del gas y el carbón en el *mix* energético y reforzar sus esfuerzos en la reducción de sus emisiones de CO₂ si se quieren alcanzar los objetivos previstos.
- Será necesario rediseñar los mercados eléctricos con soluciones:
 - para rentabilizar el coste de las inversiones necesarias en tecnologías no renovables, facilitando la seguridad de suministro de electricidad;
 - para gestionar el mercado en el corto plazo de modo que permita balancear y

equilibrar la volatilidad de la oferta (cada vez mayor, derivada de la penetración de las renovables) y la demanda.

Bélgica:

Bélgica es uno de los países de la Unión Europea más dependientes energéticamente. En 2012 la dependencia energética de este país fue del 74%. Aunque esta dependencia se ha reducido para el carbón desde 1990, para el gas casi se ha duplicado, debido a la creciente importancia de este componente en el *mix* energético.

El 87% de la electricidad generada en 2013 provino de la nuclear (57%) y del gas (29%). Las renovables generan menos del 7% a pesar de representar un 34% de la capacidad.

En relación a los precios de la electricidad (relacionados con los mercados franceses y alemán, Powernext y APX, para el mercado mayorista e indexados al precio del carbón y del gas para el minorista), los subsidios y los incentivos a las energías renovables, principalmente, han contribuido a aumentar los precios de la electricidad para las PYMEs y los consumidores (un 13% entre

Figura 14. Capacidad eléctrica en Bélgica - 20,6 GW (2013)

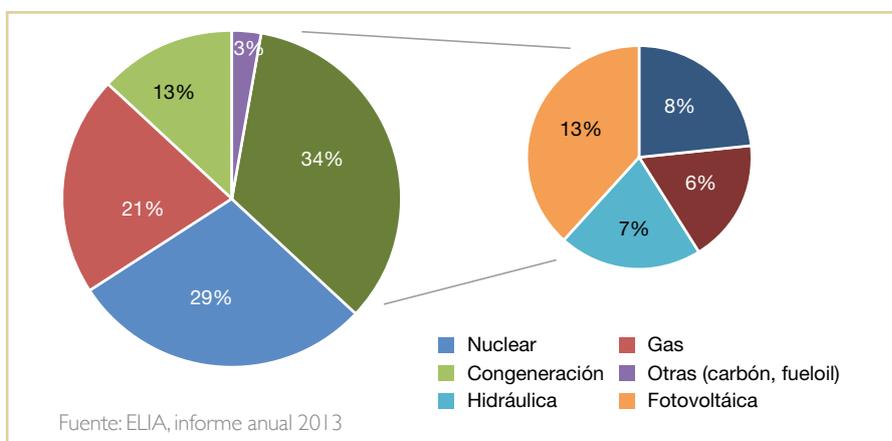


Figura 15. Generación eléctrica neta en Bélgica - 70 TWh (2013)

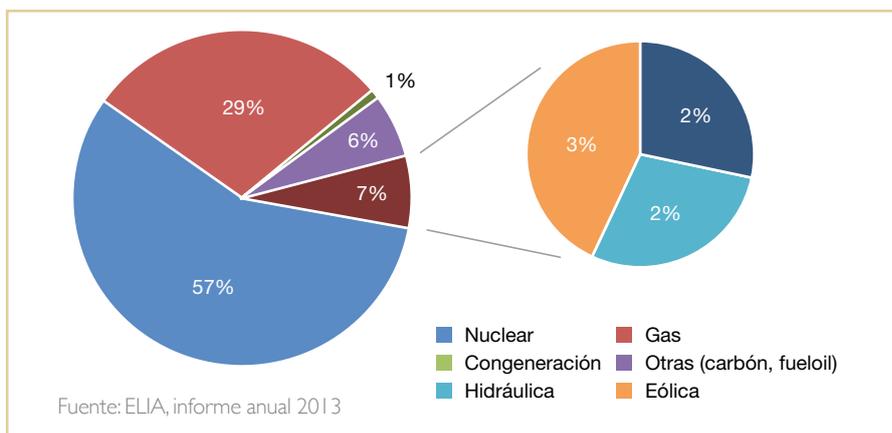
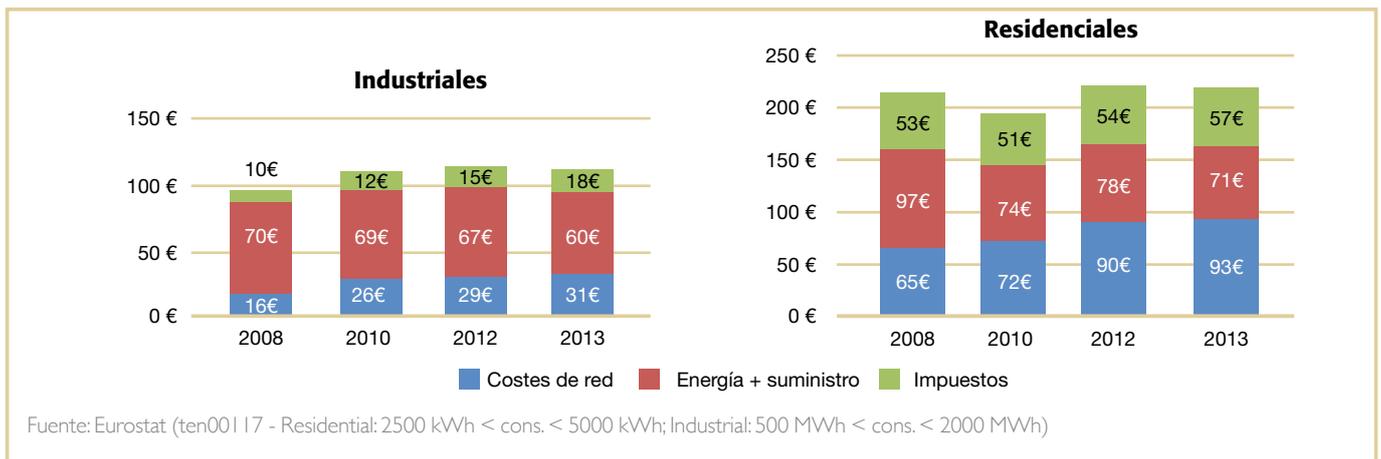


Figura 16. Precios minoristas para consumidores en Bélgica (€/MWh)



2010 y 2012), situándose como los quintos más altos en la UE.

Los próximos años serán cruciales para definir el futuro energético de Bélgica. Este país ha sido capaz de poner en marcha una ambiciosa política, proactiva en las energías renovables, y ha aceptado objetivos exigentes para las emisiones de gases de efecto invernadero (-15% en 2020 con respecto a 2005) y las energías renovables.

Así, en 6 años debe aumentar un 6% su generación a partir de fuentes renovables si pretende alcanzar su objetivo de generar un 13% a partir de energías limpias en 2020, y aumentar en más de 3GW su capacidad para llegar a los 10GW fijados como objetivo para 2030. Sin embargo, las dificultades para mantener las tendencias de desarrollo (debido principalmente a los altos costes –el apoyo público ya supone 21 €/MWh) y la incertidumbre acerca de alcanzar el objetivo de eficiencia energética ponen en peligro dicho objetivo.

Adicionalmente, su estructura política no favorece el ordenado desarrollo de la generación renovable. Bélgica cuenta con una estructura institucional interna compleja

y las competencias en materia de política energética se comparten entre el gobierno federal y las tres regiones (Flandes, Valonia y Bruselas Capital). A pesar de que tanto las tres regiones como el Gobierno federal han sido activos en la promoción de las energías renovables, no lo han hecho de forma conjunta, lo que ha provocado la fragmentación del mercado de certificados verdes. Esto refleja la necesidad de seguir trabajando en estrechar la coordinación entre los niveles regionales y federales con el fin de aumentar la eficiencia política y reguladora para el desarrollo de las renovables.

Otra de las áreas de foco en los próximos años será la gestión de su dependencia energética de un modo sostenible y que ayude a la competitividad de su economía. Esta dependencia, que es total para los combustibles fósiles desde 1992 (los cuales representan más del 70% del consumo de energía), se ha extendido a la electricidad en los últimos años. No está claro si el cierre previsto de todas las plantas nucleares para el año 2025 podría ser absorbido a precios asequibles, garantizando al mismo tiempo la seguridad y la competitividad de la industria, y logrando los objetivos climáticos. Las consecuencias en costes y en

emisiones de carbono de una mayor dependencia planificada de las importaciones de gas deben evaluarse cuidadosamente.

En este sentido, la seguridad de suministro eléctrico se ha convertido en un problema relevante debido al incremento de la demanda, la alta dependencia energética y la falta de capacidad de interconexión (proyecto ALEGrO en curso para la interconexión Bélgica – Alemania, que estará operativa para 2019). Adicionalmente, la interrupción temporal no planificada de tres reactores nucleares desde mediados de 2014 (que representan la mitad de la capacidad instalada nuclear) junto con el cierre previsto para 2015 de las dos plantas nucleares más antiguas (que suman casi 1GW) y otros cierres adicionales ya anunciados (Ruien 5 y 6 y Awirs 5) reducirá la capacidad de generación de Bélgica. Por otra parte, las importaciones procedentes de Francia pueden verse afectadas, ya que Francia también se enfrenta a problemas de seguridad. Por tanto, el riesgo en la seguridad de suministro en esta región es bastante elevado.

La eficiencia energética, aunque ha mejorado levemente en los últimos años, sigue

siendo baja en relación a sus países vecinos, por lo que no parece que se vaya a conseguir la reducción del 18% propuesta para 2020.

España:

En las dos últimas décadas, el sector eléctrico español ha sufrido una enorme transformación: la demanda de electricidad y la oferta energética se han más que duplicado (aunque la demanda en los últimos años, a raíz de la crisis económica acontecida, está teniendo una tendencia descendente), se ha producido un cambio radical en el *mix*

de generación eléctrica, que ahora cuenta con una fuerte presencia de energías renovables y de ciclos combinados de gas, se ha realizado la liberalización del mercado, han aparecido nuevos actores, etc.

Las energías renovables han crecido rápidamente en los últimos diez años, representando actualmente más de la mitad de la potencia instalada (54%) y de la electricidad generada (53%) para los consumidores. La capacidad instalada de energía eólica y solar fotovoltaica fueron respectivamente 23 y 4,6 GW en 2013 (25,5% de la

capacidad eléctrica), generando el 20% y el 3% de la electricidad total.

Los combustibles fósiles representan casi el 30% de la producción de electricidad. Las centrales nucleares generan el 21% de la electricidad, con algo más del 7% de la capacidad.

En 2013, los precios minoristas para usuarios industriales fueron de 121 €/MWh, ligeramente por debajo de la media europea (125 €/MWh). Los precios aumentaron un 12% entre 2008 y 2012, provocado principalmente por el aumento del 60% de los costes regulados, aunque en 2013 estos costes bajaron más del 50%.

En 2013, para los grandes consumidores industriales, la ponderación estimada de los impuestos y otros costes de políticas públicas fue el 26% del precio medio en España. Las empresas industriales españolas de tamaño medio experimentaron, entre el segundo semestre de 2007 y el primer semestre de 2013, un aumento de los precios ligeramente superior al registrado en la UE-27 e inferior al registrado en algunos países, como Alemania. Por otra parte, los precios en España siguieron siendo más altos para los consumidores industriales que en otros muchos países, especialmente Francia.

En 2013, los precios minoristas para clientes residenciales alcanzaron los 228 €/MWh, que es superior a la media europea (200 €/MWh). Los precios aumentaron un 46% entre 2008 y 2012, provocado por unos costes regulados más altos (155% mayores en 2012 respecto a 2008) y unos impuestos también más elevados (+75%). En 2013, estos costes regulados disminuyeron más del 60%.

En 2013, la ponderación estimada de los impuestos, gravámenes y otros costes de

Figura 17. Capacidad eléctrica en España - 108 GW (2013)

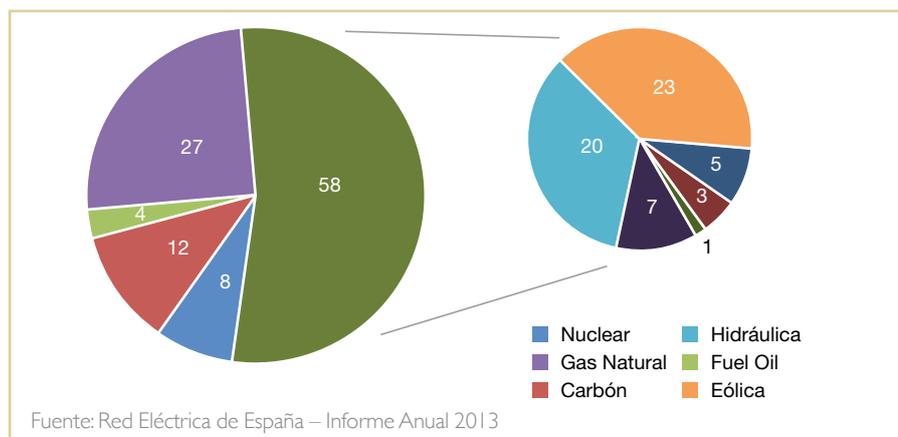


Figura 18. Generación eléctrica neta en España - 274 TWh (2013)

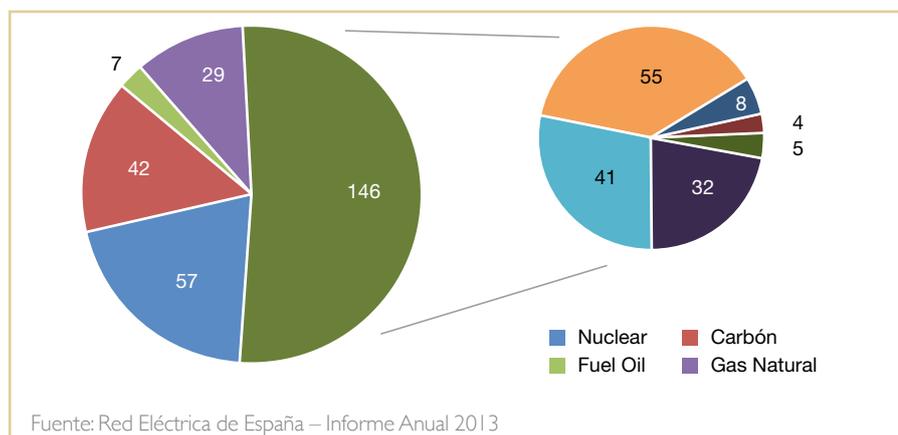
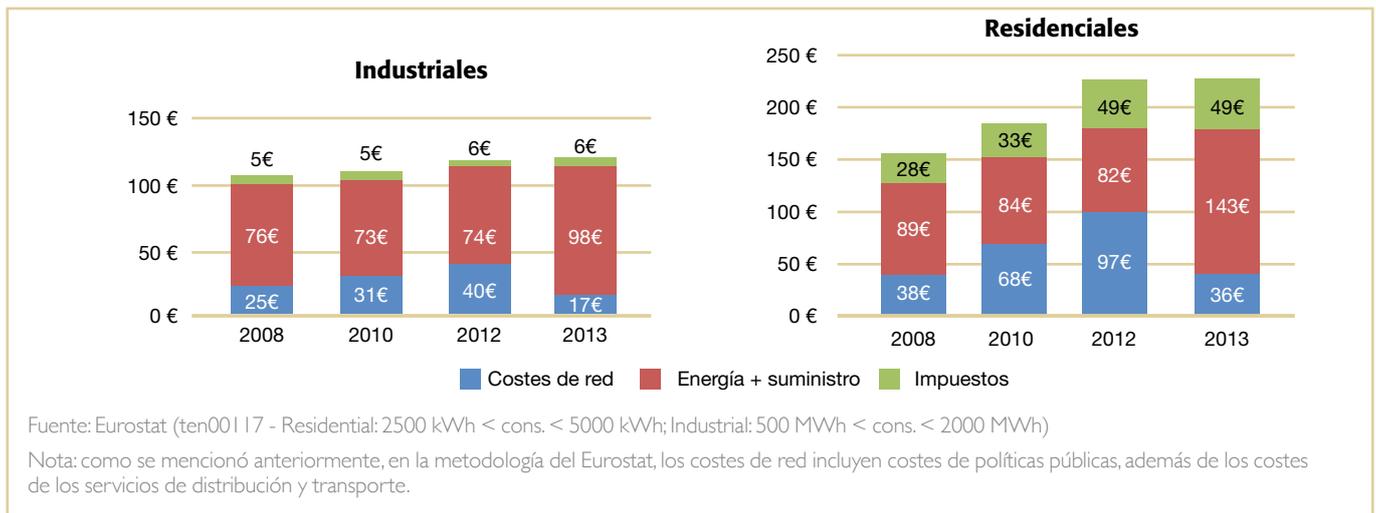


Figura 19. Precios minoristas para consumidores en España (€/MWh)



políticas públicas supuso un 51% del precio medio en España para consumidores domésticos. Desde el segundo semestre de 2007 hasta el primer semestre de 2013, los precios para los consumidores domésticos españoles aumentaron un 59,1%; como consecuencia de ello, los precios españoles pasaron de ser ligeramente inferiores a la media de la UE en el segundo semestre de 2007, a estar por encima de ella en el primer semestre de 2013.

Los objetivos de Energía y Clima establecidos por España para el año 2020 son una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 21% para los sectores afectados por el régimen de comercio de derechos de emisión y del 10% para los sectores no-ETS, ambos respecto a los niveles de 2005; una participación del 20,8% de energías renovables en el consumo final de energía; y una reducción de un 26,4% del consumo de energía primaria en comparación con la alternativa sin cambios.

Debido a la situación económica, las emisiones de gases de efecto invernadero están actualmente por debajo de los objetivos

para 2020, y en 2012, España estaba a punto de alcanzar su meta de 2020 para el consumo de energía primaria (119,9 Mtep). Pero si se produce la esperada recuperación económica, será necesario implantar políticas de eficiencia energética y medidas de reducción de GEI adicionales. Respecto a las EERR, España parecía estar en su camino para alcanzar el objetivo, con alrededor de 70% de la meta ya alcanzada. Sin embargo, los cambios recientes en los apoyos a las energías renovables introducen incertidumbre para las inversiones futuras.

A nivel regulatorio, en los últimos años, se han llevado a cabo una serie de reformas para contribuir a mejorar la sostenibilidad del sistema energético. En concreto, los objetivos de la Ley 24/2013 del sector eléctrico, aprobada el pasado diciembre, son asegurar la estabilidad financiera y eliminar el déficit tarifario, reducir costes a través de medidas regulatorias, y ajustar las remuneraciones a la inversión y operación a rentabilidades razonables.

Sin embargo, las políticas actuales se centran en la reducción del déficit de tarifa, y

no se han definido políticas en el sector de la energía más allá de 2020, lo que refleja la necesidad de una mejor planificación en el largo plazo, llevar a cabo actividades de modelización con el objetivo de investigar los impactos económicos, sociales y ambientales de las políticas de energía y establecer planes de trabajo para reducir la incertidumbre para los inversores.

De cara a cumplir los compromisos adquiridos, tanto para 2020 como los adquiridos a nivel UE para el 2030, el sector eléctrico español debe acometer una serie de reformas:

- Perfeccionar los mercados eléctricos con el objeto de asegurar la viabilidad técnica y económica del parque de generación.
- Trabajar conjuntamente con el Gobierno para conseguir reforzar las interconexiones con Europa, como elementos imprescindibles para optimizar la integración de las renovables en el mercado europeo en términos de coste, seguridad de suministro y sostenibilidad medioambiental.
- Eliminar el déficit tarifario acumulado.

- Encontrar nuevas formas de promover el desarrollo de energías renovables y conseguir el apoyo financiero necesario para las inversiones requeridas.
- Acometer el desarrollo a medio plazo de la generación distribuida dentro del sistema, que incrementará la eficiencia energética y sostenibilidad medioambiental, asegurando la sostenibilidad técnica y económica del sistema.

Francia

Francia es el segundo país de la UE en capacidad de generación instalada y el segundo con el *mix* energético “menos carbonizado”, dominado principalmente por la energía nuclear y, en menor medida, por la energía hidroeléctrica.

En 2013, la nuclear representaba un 49% de la capacidad de generación (63GW) y producía un 73% de la electricidad (402TWh). Las renovables generaron un 19%, de los cuales el 74% provenía de la hidráulica. La energía eólica y la solar tenían una capacidad instalada de 8,1 GW y 4.3 GW respectivamente y generando un 3% y un 1% de la electricidad. El principal inconveniente de dicho *mix* se encuentra en que es un sistema corto para acometer situaciones de pico de demanda.

Los precios de la electricidad son muy competitivos, estando para los clientes industriales ligeramente por debajo de la media europea, mientras que los precios para el mercado residencial se encuentran muy por debajo de la media europea.

No obstante, este escenario de precios sufrirá incrementos importantes en los próximos años, derivados de las necesidades de cambio en su *mix* de generación, así como por las inversiones a realizar en la red eléctrica.

Figura 20. Capacidad eléctrica en Francia - 128 GW (2013)

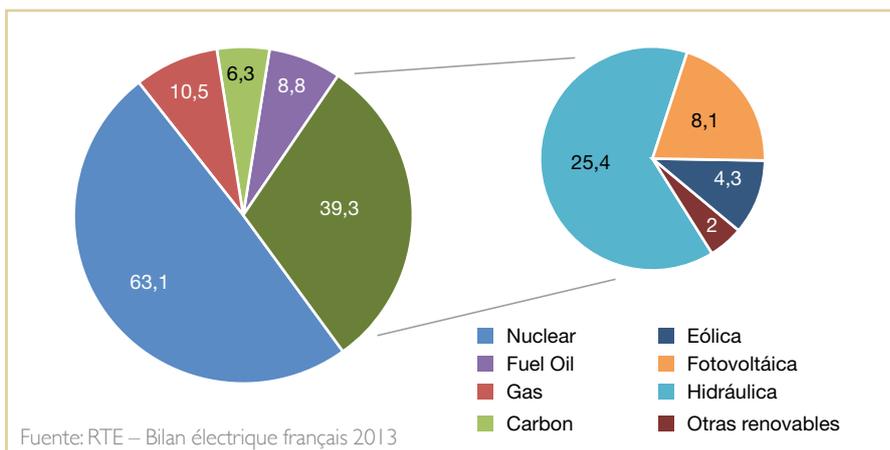
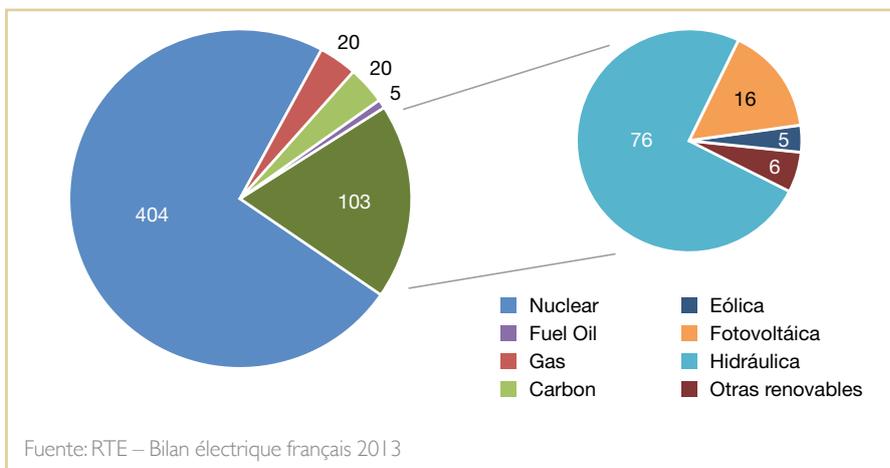


Figura 21. Generación eléctrica neta en Francia - 551 TWh (2013)



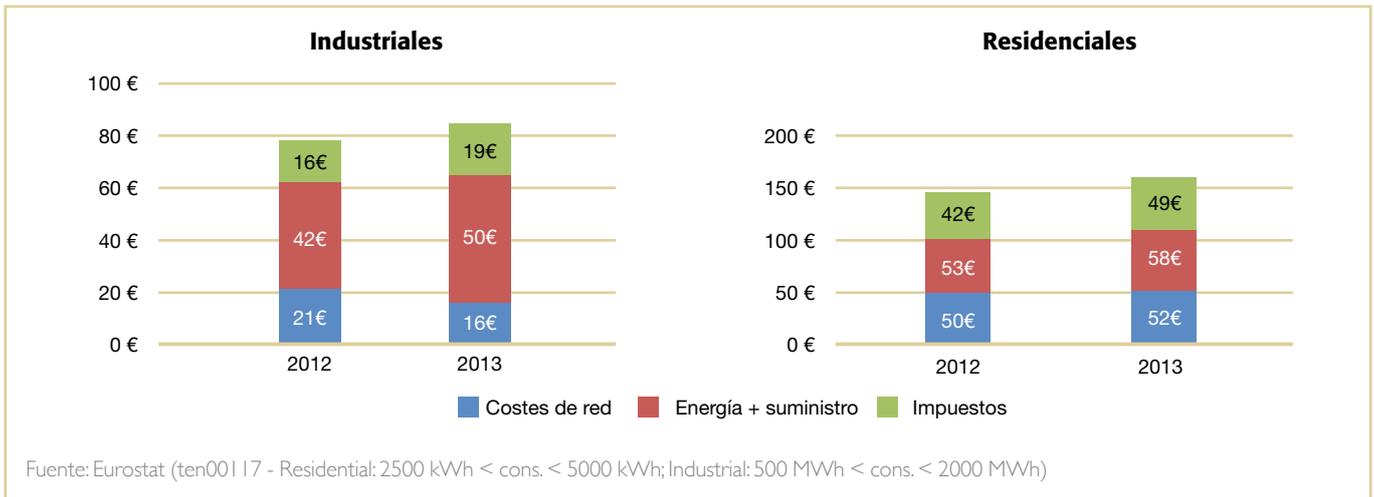
A día de hoy, Francia no ha definido su *mix* energético para 2030 y posteriores, sin embargo, anuncios recientes del Gobierno indican como una opción considerada la combinación del 50% de energía nuclear, 40% de energías renovables y 10% de combustibles fósiles. Actualmente está en elaboración una ley, que será votada a finales de este año, que incluye las siguientes disposiciones:

- reducción de la producción de energía nuclear del 75% al 50% para el año 2025;

- reducción del consumo de hidrocarburos en un 30% en 2030;
- dividir por 4 las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050;
- reducir el consumo de energía en un 50% para el año 2050.

La vida útil de las centrales nucleares, actualmente de 40 años, se alcanzará entre 2020 y 2035 para la mayoría de las

Figura 22. Precios minoristas para consumidores en Francia (€/MWh)



centrales nucleares francesas. Por lo que el Gobierno francés tiene que tomar una decisión sobre la extensión de la vida de estas plantas (probablemente se extienda por 10 o 20 años). Pero aunque se haga así, la cuestión de la sustitución habrá que abordarla en 2040. ¿Se construirán nuevas centrales nucleares? ¿Dependerá Francia principalmente de la eficiencia energética y las energías renovables (respaldada por todos los avances tecnológicos habidos hasta la fecha) para compensar el cierre progresivo de las centrales nucleares?

Sea cual sea la decisión final, el coste medio de energía (que hoy en día está por debajo de la media de la UE) podría aumentar entre 2010 y 2030 entre 50 €/MWh y 100 €/MWh.

Las energías renovables podrían parecer un buen candidato para cubrir el desarrollo de capacidad requerida a corto-medio plazo. En su desarrollo existen diferentes cuestiones que habrá que resolver:

- Las plantas hidroeléctricas son explotadas bajo concesiones, principalmente opera-

das por EDF, que expiran antes de 2015. Por primera vez, habría que sacar estas concesiones a concurso, aunque las condiciones y términos de este proceso no están definidos.

- La generación por biomasa arroja dudas sobre su sostenibilidad: dificultad para tener acceso a suficiente biomasa, cuestiones de cambio de uso de las tierras, problemas medioambientales asociados a la producción energética a partir de biomasa...
- El apoyo financiero a las energías renovables, que ya es significativo, podría aumentar hasta los 40,5bn€ entre de aquí a 2020 (casi el triple que los 14,3bn€ que supuso entre 2006 y 2011).
- Considerando la intermitencia inherente a las renovables, habría que ver cómo se cubre la demanda máxima.
- Debido a la mayor participación de los productores independientes de energía (IPP), la producción descentralizada y las energías renovables, el sistema energéti-

co, altamente centralizado hoy en día, se volverá más descentralizado, por lo que las redes inteligentes y el almacenamiento de energía serán cada vez más necesarios y requerirán de fuertes inversiones.

- Si la capacidad nuclear se mantiene estable en el 50% de la producción de energía a partir de 2025, la capacidad de producción de energía a partir de energías renovables aumenta y disminuye la demanda energética (debido a las políticas de eficiencia energética), puede haber un riesgo de exceso de capacidad de producción de energía centralizada, excepto en el caso de un enorme aumento de la demanda de energía para el transporte (debido al desarrollo de vehículos híbridos y eléctricos).

Por lo tanto, Francia se encuentra en una encrucijada y debe encontrar nuevas formas de poder alcanzar los objetivos establecidos por la UE en penetración de las renovables, en materia de eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, manteniendo su alto nivel de competitividad actual.

Italia

Italia se encuentra por debajo de la media europea en consumo de energía, debido principalmente a la crisis económica, que ha provocado un descenso del 21% de la demanda de electricidad en la industria entre 2008 y 2013. En 2012-2013, la demanda total de electricidad alcanzó un mínimo histórico desde la liberalización del mercado a principios de siglo.

Casi el 70% de electricidad generada en 2013 fue de origen térmico, casi el 20% hidráulico, el 8% fotovoltaico y 5% eólico. Después del gas, el carbón es el segundo combustible más importante utilizado en el mix de generación de electricidad italiano, aunque muestra una tendencia decreciente en los últimos años. La capacidad de energía renovable no hidroeléctrica ha aumentado muy considerablemente entre 2008 y 2013.

Los precios de la electricidad han aumentado considerablemente entre 2008 y 2013, tanto para los consumidores residenciales como para los industriales, estando muy por encima de la media europea, principalmente como resultado del aumento de los impuestos para apoyar el desarrollo de las energías renovables, así como por medi-

Figura 23. Capacidad eléctrica en Italia - 125 GW (2013)

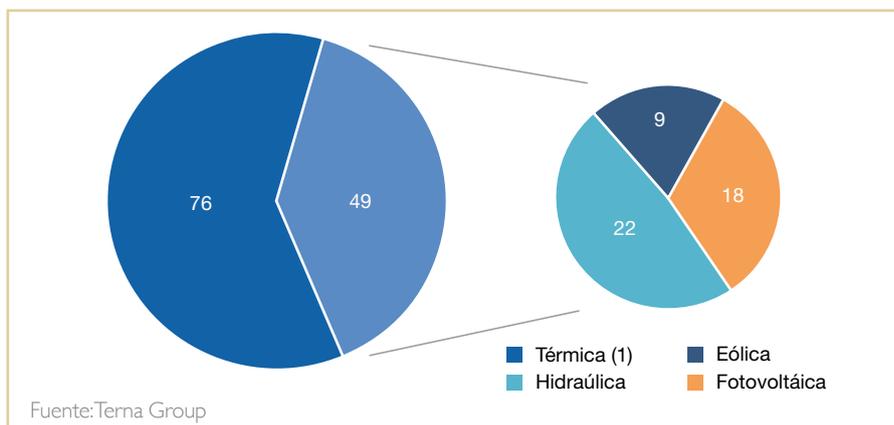


Figura 24. Generación eléctrica neta en Italia - 279 TWh (2013)

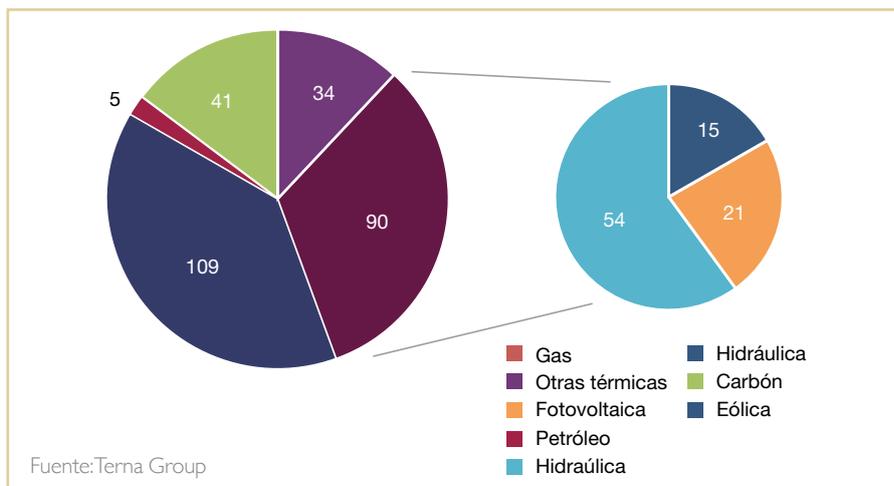
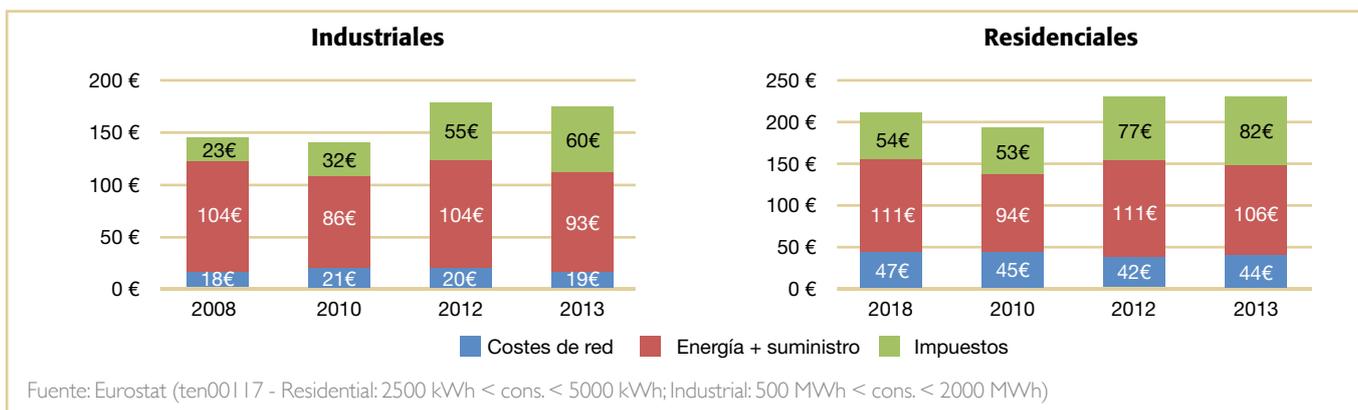


Figura 25. Precios minoristas para consumidores en Italia (€/MWh)



das adicionales para promover la eficiencia energética en los usos finales. Y es probable que aumenten aún más en los próximos años debido a la necesaria evolución del *mix* de producción de energía.

En Marzo de 2013, Italia adoptó la Estrategia Nacional de Energía (Strategia Energetica Nazionale - SEN), definiendo cuatro objetivos principales para mejorar la competitividad y sostenibilidad del sector energético italiano para 2020:

- Reducir los costes de energía alineando los precios a los medios europeos;
- Alcanzar, y sobrepasar, los objetivos europeos establecidos en el paquete de Energía y Cambio Climático 2020 y el Plan de Acción Nacional de Italia de junio de 2010 (PAN);
- Mejorar la seguridad de suministro, con una reducción de la dependencia externa del 84% al 67% de las necesidades totales de energía;
- Impulsar el crecimiento y el empleo a través de la movilización de 170-180 billones de euros de inversiones para el año 2020, tanto en los sectores tradicionales como en la "economía verde".

De cara a 2020, los compromisos adquiridos por Italia son:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 18% en comparación con 2005;
- 15,5 Mtep de ahorro de energía en el consumo anual de energía final entre 2011 y 2020;
- Lograr una participación de 17% de energías renovables en el consumo final bruto.

Más allá de 2020, Italia se ha comprometido a una penetración aún mayor de las energías renovables (50%) y unas medidas de eficiencia energética más estrictas, aunque no se han definido las tecnologías a implementar, que dependerá de las condiciones del mercado y los avances tecnológicos.

Italia ya ha alcanzado la mayoría de sus objetivos de reducción de consumo de energía y de emisiones de GEI para 2020, debido fundamentalmente a la disminución del consumo de energía relacionado con la crisis económica. Los principales retos a los que debe hacer frente el mercado eléctrico italiano son:

- Mejorar sus precios de la energía en comparación con otros países para no penalizar a sus empresas y evitar la desindustrialización.
- Fomentar la eficiencia energética destinando mayores inversiones públicas en esta área ya que será clave para mantener su competitividad
- Fortalecer su posición crítica en relación con el riesgo de abastecimiento y la in-

dependencia, aprovechando su bajo nivel de intensidad energética y su buen nivel de avance tecnológico.

Países Bajos:

Los Países Bajos tienen una de las capacidades de generación más intensivas en combustibles fósiles de la UE, con más de un 80% proveniente del carbón y el gas.

En 2012, el gas representó el 70% de la capacidad de generación y produjo el 64% de la electricidad. El carbón fue la segunda fuente de generación, representando el 15% de la capacidad instalada, y produjo el 19% de la electricidad. Las energías renovables representan sólo el 10% de la generación de electricidad, principalmente derivada del viento (82%).

Los precios de electricidad se encuentran, tanto para clientes residenciales como industriales, por debajo de la media europea. Parte de los costes regulados de la electricidad asociados al cumplimiento con las políticas energéticas de sostenibilidad no se recogen

Figura 26. Capacidad eléctrica en Países Bajos - 28 GW (2012)

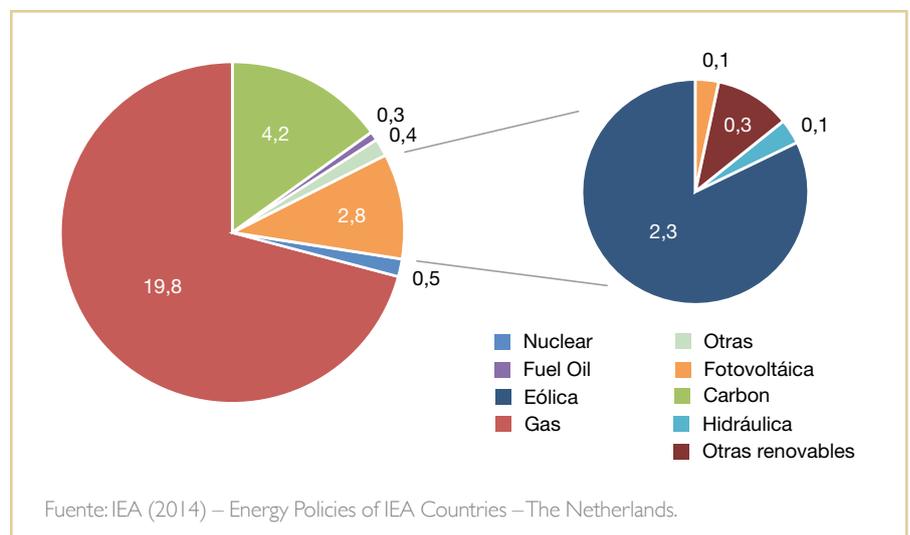
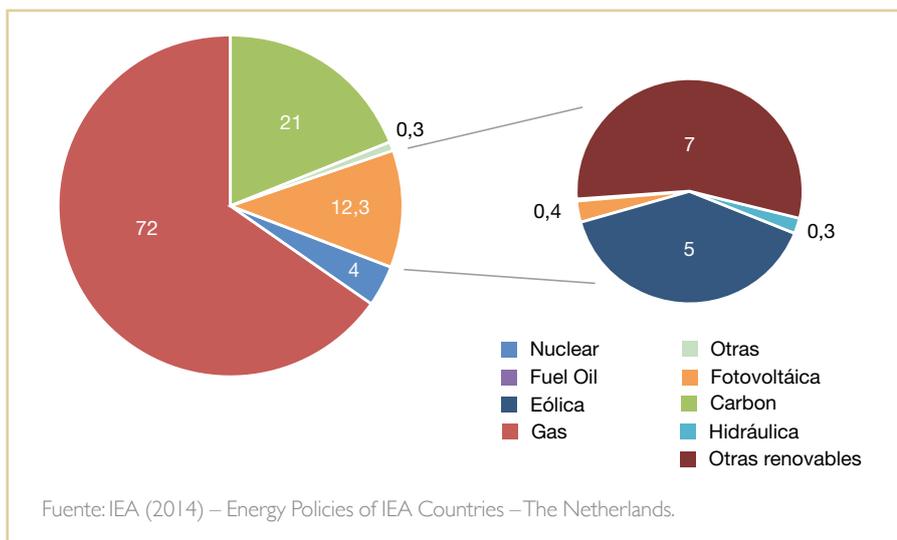


Figura 27. Generación eléctrica neta en Países Bajos - 28 GW (2012)



- Un 21% de reducción en las emisiones de GEI para sectores en el ETS y un 16% para sectores no en ETS respecto al nivel de 2005.

Sin embargo, para más allá de 2020, aunque se han establecido prioridades para conseguir una economía baja en carbono de emisiones para el año 2050, un crecimiento sostenible y un suministro fiable de energía, no se han fijado objetivos concretos para conseguirlo.

Los Países Bajos se encuentran en una transición histórica hacia un nuevo *mix* energético. Después de haber dependido en gran medida de su producción de gas natural durante muchos años, tienen que evolucionar su *mix* de manera significativa para adaptarse a la caída de la producción de gas en Groningen y, por tanto, la perspectiva de convertirse en un importador de gas en la próxima década. Su solución pasa por el desarrollo de la energía eólica y la energía nuclear (todavía en fase de decisión).

El Acuerdo Energético de 2013 le da la dirección estableciendo objetivos ambiciosos

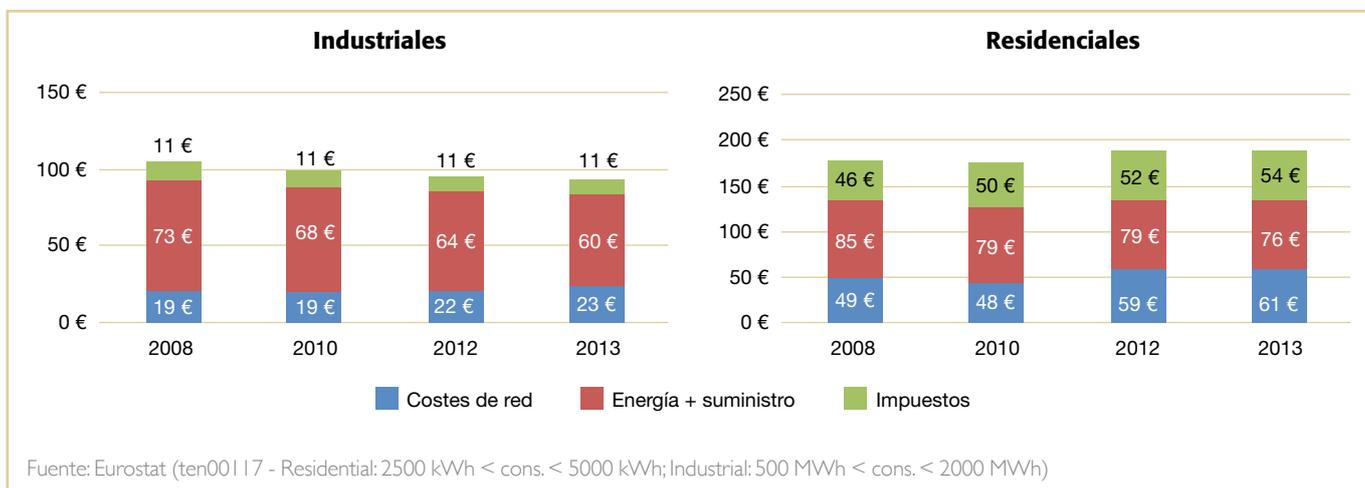
en la factura final a los clientes, sino que se encuentran en los presupuestos del estado.

clave para alcanzar sus objetivos de 2020 de energía y clima:

Ante las dificultades para alcanzar los objetivos de la Unión Europea, en 2013, el Gobierno holandés aprobó el "Acuerdo de la Energía para el crecimiento sostenible", mediante el que se establecían las acciones

- Un 1,5% al año de reducción media del consumo final de energía.
- Un 14% de energías renovables en el año 2020 en el consumo de energía final.

Figura 28. Precios minoristas para consumidores en Países Bajos (€/MWh)



para aumentar la cuota de energías renovables hasta un 16% para el 2023, y para apoyar plenamente la política climática europea. Será el éxito o el fracaso de la implantación de las políticas de 2020 lo que determinará las políticas a largo plazo que aún quedan por definir.

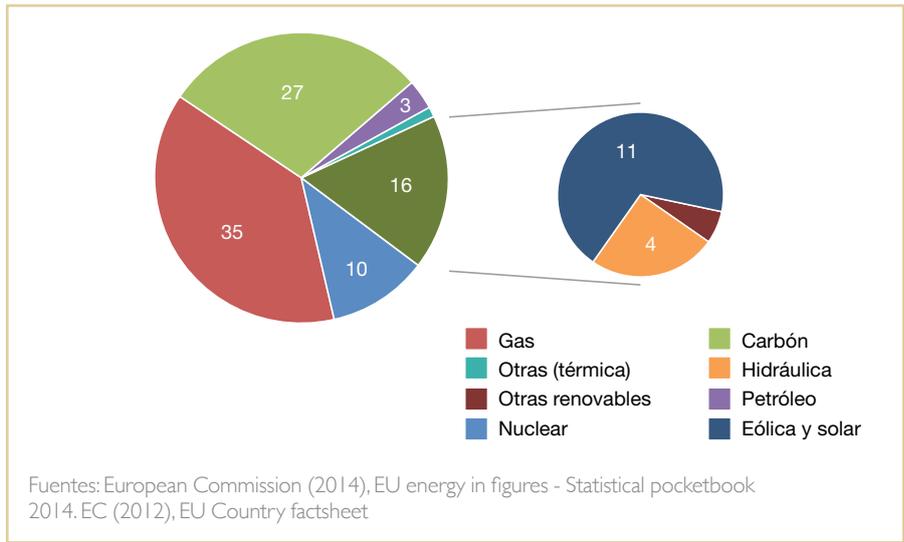
Reino Unido:

Los combustibles fósiles generaron el 68% de la electricidad en 2012 (39% el carbón y 27% el gas), y representaron el 74% de la capacidad total de generación. La participación de la capacidad de generación nuclear se ha reducido más de la mitad desde el año 2000 (del 23% al 10%) y, actualmente, representa casi el 20% de la energía generada, y las renovables, que representan el 16% de la capacidad instalada, producen el 12% del total (45% eólica, 34% biomasa y 18% hidroeléctrica).

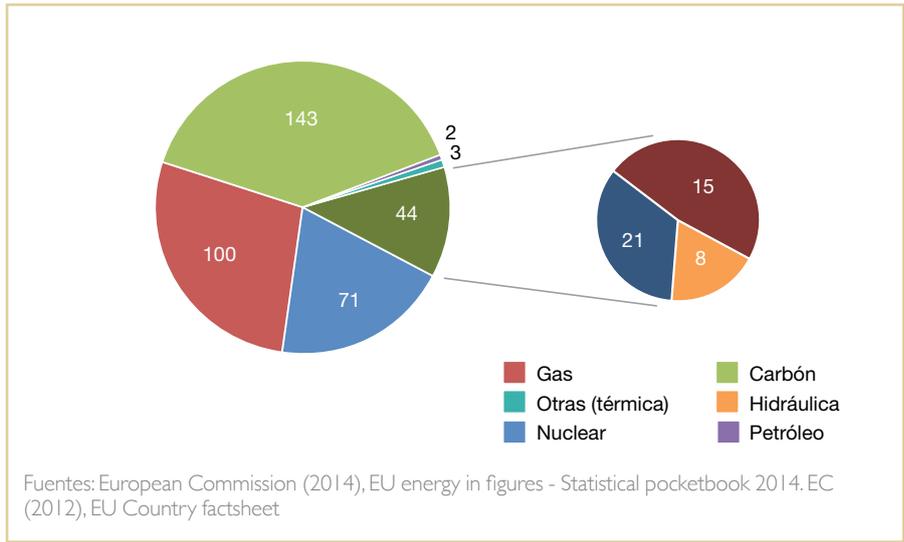
La capacidad eléctrica ha disminuido significativamente durante los últimos tres años, principalmente como resultado de los cierres de plantas de carbón, compensándose parcialmente con nuevas plantas de energías renovables, que aumentaron la capacidad en 4,8 GW. Se espera que disminuya aún más en los próximos años hasta 2020/2021, debido al fin de la vida útil de funcionamiento de las plantas nucleares y al cierre de las plantas de combustibles fósiles impulsadas por la Directiva LCP (*Large Combustion Plant*). Esta pérdida de capacidad será parcialmente compensada por una nueva planta nuclear de 3,2 GW en Hinkley Point que, cuando se ponga en operación, generará alrededor de 7% de las necesidades eléctricas del país.

Los precios de electricidad en Reino Unido están por debajo de la media de la Unión Europea. Esto se debe principalmente al poco impacto que tienen en ellos los im-

Figura 29. Capacidad eléctrica en Reino Unido - 90 GW (2012)



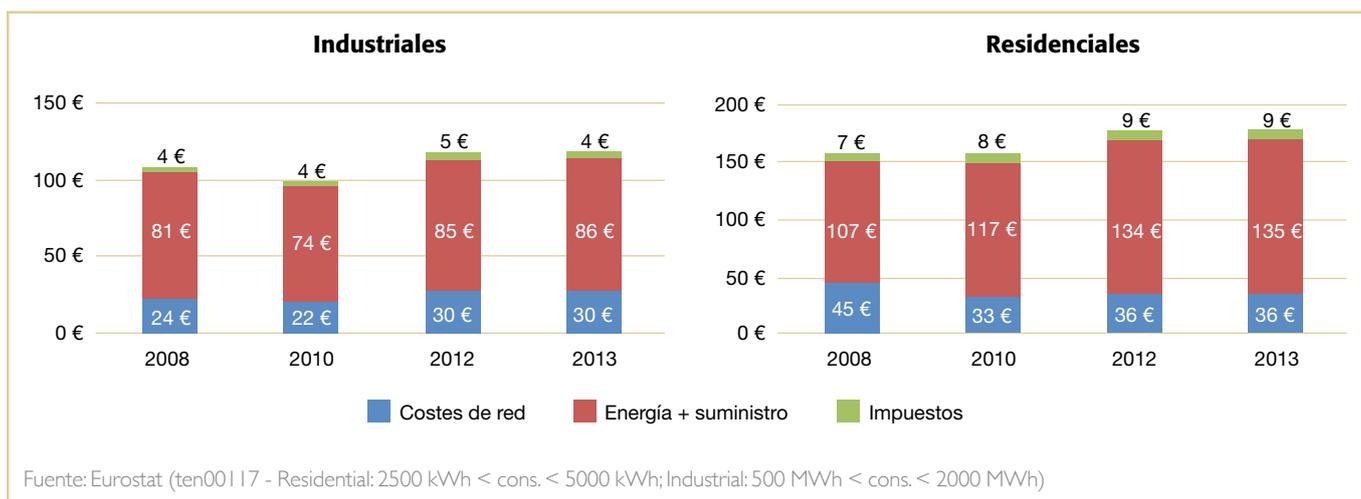
30. Generación eléctrica neta en Reino Unido - 364 GWh (2012)



puestos (p.ej: el IVA es particularmente bajo (5%) y se reembolsa a los consumidores industriales). Sin embargo, si comparamos los costes de la energía y su suministro únicamente, sus precios son mayores que la media europea debido a que es la generación por gas la que cierra el precio.

Desde 2008, se ha producido un aumento del 13% en los precios de clientes residenciales, procedente del aumento de los impuestos (+16%) y los costes de producción y suministro (+26%), compensado en cierta medida por la reducción significativa de los costes de red (21%). En el caso de clientes

Figura 31. Precios minoristas para consumidores en Reino Unido (€/MWh)



industriales, el aumento ha sido de un 10%, debido a incrementos en los costes de red (+24%), los impuestos (+23%) y los costes de producción y suministro (+5%).

Se espera, además, que los precios suban más en un futuro próximo, debido a los incrementos en los costes mayoristas, las iniciativas medioambientales y el creciente precio del carbono introducidos por la Reforma del Mercado Energético. El mismo efecto se puede esperar de las altas inversiones necesarias para sustituir la capacidad nuclear desmantelada y el carbón.

En este sentido, durante el 2015 saldrá la resolución sobre la competencia del sector (dominado por los acuerdos bilaterales generación y comercialización, que hacen difícil una competencia más abierta que a las 6 grandes empresas verticalmente integradas), y que puede dar lugar a cambios importantes (congelamiento de precios, separación de actividades...).

De cara a 2020, el Reino Unido se ha comprometido a un 18% de ahorro energético respecto a 2007, una cuota del 15%

de energías renovables en el consumo de energía final y una reducción de las emisiones de GEI del 21% en el caso de las relacionadas con ETS y el 16% para las no-ETS.

Adicionalmente, ha establecido unos objetivos ambiciosos para 2050, e implantado medidas, en su mayoría basadas en mecanismos de mercado para desarrollar las energías renovables, disminuir el consumo de energía y reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Para cumplir todos estos compromisos, el Reino Unido tendrá que hacer frente en los próximos años a los siguientes retos:

- Sustituir la capacidad que perderá tras el cierre de las plantas contaminantes (20% en los próximos 10 años), a la vez que responde a la creciente demanda (se estima que se doblará de aquí a 2050), con otras fuentes como renovables o nuclear.
- Asegurar el apoyo financiero necesario para hacer frente a las inversiones previstas en generación y transporte (estimadas en aproximadamente £110 mil millones para el 2020).

- Empezar iniciativas eficientes en la industria del petróleo y el gas, que continuarán siendo cruciales en la *mix* energética de UK, para atraer las inversiones necesarias para explotar las reservas existentes.
- Clarificar las incertidumbres existentes que impiden actualmente el desarrollo de las energías renovables (revisar los esquemas de pagos, implantar mecanismos para aumentar la cuota de renovables...) para asegurar la certeza a los inversores.

En todos estos casos, las últimas decisiones tomadas y recogidas en el EMR (*Electric Market Reform*) suponen mecanismos, en nuestra opinión, muy acertados para abordar dichos retos. A modo de ejemplo, las medidas como los contratos por diferencias (CFD's) permitirán una estabilidad en el largo plazo necesaria para acometer importantes inversiones en generación (convencional y renovable), así como un marco más estable de evolución de los precios de la electricidad; los mercados de capacidad ayudarán al desarrollo sostenible de capacidad de backup necesaria para los picos de potencia y gestionar la intermitencia de la

generación renovable; el *Carbon Price Floor* servirá de incentivo a la sustitución de las energías más contaminantes por otras más limpias....

Lecciones aprendidas

De los resultados obtenidos y del modo en que se han ido aplicando las diversas políticas y regulaciones energéticas, podemos sacar diversas lecciones que nos permitan enfocar mejor el desarrollo futuro del mercado eléctrico europeo. Entre ellas podríamos resaltar las siguientes:

- *La introducción de las renovables se ha realizado sin tener en cuenta criterios y señales de mercado.* Las "feed-in tariffs" se convirtieron en un buen mecanismo de apoyo al desarrollo de las renovables, pero su permanencia en el tiempo y el no complementarlas con mecanismos adicionales de gestión de su retribución y capacidad, han resultado en mayores costes para la sociedad que los inicial-

mente previstos, produciendo distorsiones en el mercado de la electricidad.

- *Los mecanismos de mercado eléctrico no se han adaptado a la nueva realidad.* La priorización del principio de despacho a favor de las renovables ha desplazado todas las energías en el "orden de mérito", reduciendo sus horas despachadas y afectando a su rentabilidad. Adicionalmente, el no funcionamiento de los mercados de CO₂ tampoco ha facilitado la adaptación de los mercados.
- *No se han acometido las inversiones necesarias en nuevas interconexiones transfronterizas.* Su establecimiento y desarrollo se percibe como parte principal de una solución eficiente para asegurar la seguridad de suministro.
- *Los desarrollos en tecnologías y servicios de repuesta a la demanda no han tenido un impacto significativo todavía en la reducción de la misma.* A modo de ejem-

plo, según un informe de la Comisión Europea (*Incorporating demand side flexibility in electricity markets*, 5 noviembre 2013), con los mecanismos de respuesta a la demanda, entendiendo ésta como los cambios de los clientes en sus patrones normales de consumo de electricidad en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad en el tiempo, o pago de incentivos diseñados para inducir menor consumo de electricidad en momentos de altos precios del mercado mayorista o cuando se pone en peligro la fiabilidad del sistema, la demanda se podría reducir en 60 GW, lo que supone, aproximadamente, el 10% de la demanda máxima de la Unión Europea.

- *Por último, la adecuación de la capacidad de generación a las necesidades del mercado, así como de las medidas de seguridad de suministro se han abordado a nivel nacional, sin complementarse con una coordinación efectiva a nivel de la Unión Europea.* ■