

ES

ES

ES



COMISIÓN EUROPEA

Bruselas, 17.11.2010
COM(2010) 677 final

**COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL
CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE
LAS REGIONES**

**Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 –
Esquema para una red de energía europea integrada**

{SEC(2010) 1395 final}
{SEC(2010) 1396 final}
{SEC(2010) 1398 final}

**COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL
CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE
LAS REGIONES**

**Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 –
Esquema para una red de energía europea integrada**

ÍNDICE

1.	Introducción	4
2.	Infraestructura: Retos y necesidad de medidas urgentes.....	6
2.1.	Redes y almacenamiento de electricidad	6
2.2.	Redes y almacenamiento de gas natural.....	7
2.3.	Redes de calefacción y refrigeración urbanas	7
2.4.	Captura, transporte y almacenamiento de CO ₂ (CAC).....	8
2.5.	Infraestructura de transporte y refinado de petróleo y olefina	8
2.6.	El mercado aportará la mayoría de las inversiones, aunque persisten algunos obstáculos	8
2.7.	Necesidades de inversión y déficit de financiación	9
3.	Esquema para la infraestructura energética: un nuevo método de planificación estratégica.....	10
4.	Prioridades de las infraestructuras europeas a partir de 2020	11
4.1.	Corredores prioritarios para la electricidad, el gas y el petróleo.....	11
4.1.1.	Preparación de la red eléctrica europea de 2020.....	11
4.1.2.	Abastecimiento de gas diversificado a una red de la UE plenamente interconectada y flexible.....	12
4.1.3.	Garantizar la seguridad del abastecimiento de petróleo.....	12
4.1.4.	Despliegue de las tecnologías de redes inteligentes.....	13
4.2.	Preparación de las redes a largo plazo	13
4.2.1.	Las Autopistas Eléctricas europeas	13
4.2.2.	Una infraestructura europea de transporte de CO ₂	14
4.3.	De las prioridades a los proyectos.....	14
5.	Instrumentos para acelerar la ejecución	15
5.1.	Agrupaciones regionales	15

5.2.	Agilización y transparencia de las autorizaciones	15
5.3.	Mejores métodos e información para los responsables y los ciudadanos	17
5.4.	Creación de un marco estable de financiación.....	17
5.4.1.	Impulso de las fuentes de financiación privadas mediante una mejor imputación de costes	17
5.4.2.	Optimización del impacto de las fuentes de financiación públicas y privadas mediante la reducción del riesgo de inversión	18
6.	Conclusiones y líneas de actuación para el futuro	19
ANEXO.....		20
1.	Introducción	20
2.	Evolución de la demanda y oferta de energía	21
3.	Corredores prioritarios para la electricidad, el gas y el petróleo.....	28
3.1	Preparación de la red eléctrica europea para 2020.....	28
3.1.2	Interconexiones en el sudoeste de Europa	32
3.1.3	Conexiones en Europa central y oriental y Europa sudoriental	33
3.1.4	Finalización del Plan de interconexión del mercado báltico de la energía: electricidad	34
3.2	Abastecimiento diversificado hacia una red gasística de la UE plenamente interconectada y flexible	35
3.2.1	Corredor Meridional.....	35
3.2.2	Interconexiones gasísticas norte-sur en Europa oriental.....	37
3.2.3	Finalización del Plan de Interconexión del Mercado Báltico de la Energía: gas.....	38
3.2.4	El Corredor Norte-Sur en Europa occidental.....	39
3.3	Garantizar la seguridad del abastecimiento de petróleo.....	39
3.4	Despliegue de las redes eléctricas inteligentes.....	41
4.	Preparación de las redes a largo plazo	45
4.1.	Las autopistas eléctricas europeas.....	45
4.2.	Infraestructura europea para el transporte de CO ₂	47

1. INTRODUCCIÓN

La infraestructura de energía europea constituye el sistema nervioso central de nuestra economía. Los objetivos de la política energética de la UE, así como las metas económicas que Europa se ha fijado para 2020, no podrán alcanzarse sin un importante cambio en el modo en que se está desarrollando esa infraestructura. La reconstrucción de nuestro sistema energético para un futuro hipocarbónico no es una tarea que se limite al sector de la energía. Serán necesarias mejoras tecnológicas, un mayor grado de eficiencia, resiliencia ante el cambio climático y una nueva flexibilidad. Semejante labor resulta inalcanzable para los Estados miembros si estos actúan en solitario. Hará falta una estrategia y una financiación europea.

La Política Energética para Europa, acordada por el Consejo Europeo en marzo de 2007¹, define **los objetivos esenciales de la política energética de la Unión en materia de competitividad, sostenibilidad y seguridad del abastecimiento**. El mercado interior de la energía deberá haberse completado en los próximos años y en 2020 las fuentes de energía renovables deberán suponer el 20 % del consumo final, las emisiones de gas de efecto invernadero reducirse en un 20 %² y la mayor eficiencia energética aportar un ahorro del consumo del 20 %. La UE debe garantizar la seguridad del abastecimiento para sus 500 millones de ciudadanos a precios competitivos en un contexto de creciente competencia internacional por los recursos mundiales. Por otra parte, se modificará la importancia relativa de las fuentes de energía. En relación con los combustibles fósiles, como el gas y el petróleo, aumentará la dependencia de la UE respecto de las importaciones. En cuanto a la electricidad, tendrá lugar un importante incremento de la demanda.

La comunicación **Energía 2020**³, adoptada el 10 de noviembre de 2010, insta a un cambio radical en el modo en que planificamos, construimos y explotamos nuestras infraestructuras y redes de energía. Las infraestructuras energéticas ocupan un lugar de gran relieve en la iniciativa emblemática⁴ «Una Europa que utilice eficazmente los recursos».

La existencia de redes de energía idóneas, integradas y fiables constituye un requisito esencial, no sólo para los objetivos de la política energética, sino también para la estrategia económica de la UE. El desarrollo de nuestra infraestructura no sólo permitirá la materialización de un mercado interior de la energía que funcione correctamente; también acrecentará la seguridad del abastecimiento, posibilitará la integración de las fuentes de energía renovables, incrementará la eficiencia energética y permitirá a los consumidores beneficiarse de las nuevas tecnologías y el uso inteligente de la energía.

La UE está pagando el precio por sus infraestructuras energéticas desfasadas y mal interconectadas. En enero de 2009, las soluciones a las interrupciones del suministro de gas en Europa oriental se toparon con la falta de posibilidades de contraflujo y la inadecuación de las infraestructuras de interconexión y almacenamiento. El rápido desarrollo de la generación de electricidad eólica en las regiones del Mar del Norte y el mar Báltico choca con una insuficiente red de conexiones tanto en la costa como mar adentro. El desarrollo del inmenso potencial de energía renovable en el sur de Europa y el norte de África será imposible sin

¹ Conclusiones de la Presidencia, Consejo Europeo de marzo de 2007.

² Un 30 % si se dan las condiciones adecuadas.

³ COM (2010) 639.

⁴ Europa 2020 Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador, COM(2010) 2020.

nuevas interconexiones en el interior de la UE y con terceros países. El riesgo y los costes derivados de las interrupciones del suministro y el desperdicio de energía aumentarán enormemente a menos que la UE invierta con urgencia en unas redes energéticas inteligentes, eficaces y competitivas y utilice su potencial para mejorar la eficiencia energética.

A largo plazo, el objetivo de descarbonización de la UE, consistente en reducir nuestras emisiones de gas de efecto invernadero entre un 80 % y un 95 % en 2050, se añade a estos problemas, y crea la necesidad de dar un impulso a las infraestructuras para el almacenamiento de electricidad a gran escala, la recarga de vehículos eléctricos y el transporte y almacenamiento de CO₂ e hidrógeno. La mayor parte de las infraestructuras que se construyan en el próximo decenio seguirán utilizándose en 2050. Por lo tanto es fundamental tener en cuenta el **objetivo a largo plazo**. En 2011 la Comisión proyecta presentar un exhaustivo itinerario hasta 2050, en el que examinará varios supuestos de combinación energética que incluirán diversos métodos para alcanzar los objetivos europeos de descarbonización a largo plazo y sus consecuencias sobre las decisiones de la política energética. La presente Comunicación establece el mapa de infraestructuras que será necesario para satisfacer nuestros objetivos energéticos en 2020. Los itinerarios de la economía hipocarbónica y la energía de 2050 seguirán configurando y orientando la realización de la infraestructura energética de la UE aportando una visión a largo plazo.

Las infraestructuras energéticas que se planifiquen hoy deberán ser compatibles con las decisiones políticas a largo plazo.

Es necesaria una nueva política comunitaria de infraestructuras energéticas para coordinar y optimizar el desarrollo continental de las redes. Ello permitirá a la UE aprovechar plenamente los beneficios de una red europea integrada, que van mucho más allá del valor que podrían aportar sus componentes por separado. Una estrategia europea para unas infraestructuras energéticas plenamente integradas basadas en tecnologías inteligentes y que reduzcan los niveles de carbono emitido reducirá el coste de la transformación hacia un sistema económico hipocarbónico gracias a las economías de escala que supone para los distintos Estados miembros. Un mercado europeo plenamente interconectado acrecentará también la seguridad del abastecimiento y contribuirá a estabilizar los precios para los consumidores, garantizando que la electricidad y el gas lleguen allí donde se necesiten. Unas redes europeas que incluyan a los países vecinos, según convenga, facilitarán también la competencia en el mercado único de la energía y contribuirán a la solidaridad entre los Estados miembros. Por encima de todo, una infraestructura europea integrada garantizará el acceso a fuentes de energía a costes asequibles para las empresas y los ciudadanos europeos. A su vez, ello contribuirá positivamente al objetivo de Europa 2020 de mantener una base industrial fuerte, diversificada y competitiva.

Entre los aspectos que se deben abordar figuran dos de especial relevancia: la autorización de los proyectos y la financiación. Los trámites de autorización y la cooperación a través de las fronteras deben ser más eficientes y ganar en transparencia si se quiere favorecer la aceptación de las iniciativas por parte de la opinión pública y agilizar su realización. Se deben encontrar soluciones de financiación que permitan satisfacer las necesidades –estimadas en cerca de un billón de euros en el próximo decenio, la mitad de los cuales deberán destinarse exclusivamente a las redes de energía. La mayor parte del coste de las inversiones deberá sufragarse con tarifas reguladas y tasas de congestión. Sin embargo, si se mantiene el marco regulador actual, **las inversiones necesarias no se realizarán en su totalidad o con la rapidez imprescindible**, especialmente porque algunas de sus externalidades positivas no tienen carácter comercial, o porque los beneficios de determinados proyectos a nivel nacional

o local son limitados. El problema de la ralentización de la inversión en infraestructuras se ha acentuado en el marco de la actual recesión.

Las iniciativas encaminadas a la elaboración de una nueva estrategia energética para la UE gozan del pleno apoyo de los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea. En marzo de 2009, el Consejo Europeo⁵ pidió una revisión completa del marco de la Red Transeuropea de Energía (RTE-E)⁶ adaptándolo a los desafíos que se señalan en la presente Comunicación, así como a las nuevas competencias que otorga a la Unión el artículo 194 del Tratado de Lisboa.

La presente Comunicación describe un esquema que deberá dotar a la UE de una visión sobre los factores necesarios para hacer eficientes nuestras redes. En ella se propone un nuevo método de planificación estratégica que permitirá definir las infraestructuras necesarias, determinar cuáles poseen interés europeo según una metodología clara y transparente, y proporcionar un conjunto de herramientas para garantizar su implantación en los plazos necesarios, incluidos modos de agilizar los trámites de autorización, mejorar la imputación de costes y orientar la financiación de manera que impulse la inversión privada.

2. INFRAESTRUCTURA: RETOS Y NECESIDAD DE MEDIDAS URGENTES

El desafío de interconectar y adaptar nuestras infraestructuras energéticas a las nuevas necesidades es importante y urgente, y afecta a todos los sectores⁷.

2.1. Redes y almacenamiento de electricidad

Es necesario mejorar y modernizar las redes eléctricas para hacer frente a la **creciente demanda**, consecuencia del importante cambio registrado tanto en la cadena global de valor de la energía como en la combinación energética, pero también de la multiplicación de aplicaciones y tecnologías que utilizan la electricidad como fuente de energía (bombas de calor, vehículos eléctricos, pilas de hidrógeno y de combustible⁸, dispositivos de información y comunicación, etc.). Las redes se deben también ampliar y mejorar urgentemente para favorecer la integración del mercado y conservar los actuales niveles de seguridad del sistema, y muy especialmente para transportar y equilibrar la **electricidad de fuentes renovables** que, según se prevé, duplicará como mínimo su importancia relativa en el período 2007-2020⁹. Una significativa proporción de la capacidad de generación se concentrará en lugares distantes de los centros principales de almacenamiento y consumo. Se prevé que hasta un 12 % de la generación de energías renovables en 2020 provendrá de instalaciones marítimas, situadas principalmente en los mares septentrionales. Una aportación relevante se originará en los parques solares y eólicos terrestres del sur de Europa y las instalaciones de biomasa de Europa central y oriental, y simultáneamente aumentará la importancia de la generación descentralizada en todo el continente. Con una red bien interconectada e

⁵ Conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo de 19-20 de marzo de 2009, 7880/09.

⁶ Orientaciones para la RTE-E y Reglamento financiero de la RTE-E. Véase el informe de ejecución de la RTE-E 2007-2009 COM(2010)203.

⁷ Para un análisis más detallado, véase el anexo y la evaluación de impacto que acompañan a la presente Comunicación.

⁸ El despliegue a gran escala de estas tecnologías precisará el desarrollo de una importante infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrógeno.

⁹ Según los planes de acción nacionales en materia de energía renovable notificados por [19] Estados miembros a la Comisión.

inteligente con posibilidades de almacenamiento a gran escala, se puede reducir el coste de despliegue de las energías renovables, ya que las mayores eficiencias potenciales tienen lugar a escala paneuropea. Más allá de estas necesidades a corto plazo, las redes eléctricas deberán evolucionar más radicalmente para permitir el tránsito al sistema eléctrico descarbonizado que ha de producirse en torno a 2050, apoyado por las nuevas tecnologías de transporte de **alta tensión a larga distancia** y almacenamiento de electricidad que puedan acoger una proporción cada vez mayor de la energía renovable procedente del interior y del exterior de la UE.

Al mismo tiempo, las redes deberán volverse más inteligentes. Alcanzar los objetivos en materia de eficiencia energética y energías renovables fijados por la UE para 2020 no será posible sin una mayor **innovación e inteligencia** en las redes en los niveles tanto del transporte como de la distribución, en especial mediante el recurso a las tecnologías de la información y la comunicación. Estas resultarán esenciales para la asimilación de la gestión de la demanda y de otros servicios de las **redes inteligentes**. Las redes eléctricas inteligentes facilitarán la transparencia y permitirán a los consumidores controlar sus aparatos domésticos para ahorrar energía, facilitar la generación de electricidad doméstica y reducir costes. Esas tecnologías permitirán también impulsar la competitividad y el liderazgo tecnológico mundial de la industria de la UE, incluidas las PYME.

2.2. Redes y almacenamiento de gas natural

A condición de que se garantice su abastecimiento, el gas natural seguirá desempeñando un papel crucial en la combinación energética de la UE de los próximos decenios, aumentando en importancia como **combustible de respaldo** para la generación variable de electricidad. Aunque a largo plazo los recursos no convencionales y el biogás pueden contribuir a reducir la dependencia respecto de las importaciones, el agotamiento de los recursos convencionales autóctonos de gas natural exige una diversificación de las importaciones a medio plazo. Las redes gasísticas necesitan más flexibilidad en sus sistemas, gasoductos bidireccionales, mejores capacidades de almacenamiento y un abastecimiento flexible, incluidos el gas natural licuado (GNL) y el gas natural comprimido (GNC). Al mismo tiempo, los mercados siguen fragmentados y conservan rasgos monopolísticos, lo que crea barreras a una competencia abierta y leal. En Europa oriental predomina la **dependencia respecto de una fuente única**, problema que viene a añadirse a una situación de déficit de infraestructuras. Ya en 2020 será necesario contar en la UE con una cartera diversificada de fuentes y rutas gasísticas físicas y una red interconectada y bidireccional¹⁰. Esta evolución debe vincularse estrechamente a la estrategia hacia los terceros países, en particular hacia los proveedores y países de tránsito.

2.3. Redes de calefacción y refrigeración urbanas

La generación térmica de electricidad ocasiona a menudo pérdidas de conversión cuando, al mismo tiempo, se están consumiendo en las inmediaciones recursos naturales en sistemas separados para la producción de calefacción o refrigeración. Esto es ineficiente y costoso. Análogamente, algunas fuentes naturales, como el agua de mar o las aguas subterráneas, se utilizan escasamente para la refrigeración, a pesar del ahorro de costes que ello entrañaría. El desarrollo y la modernización de las redes urbanas de calefacción y refrigeración deben fomentarse con carácter prioritario en todas las grandes aglomeraciones urbanas cuando así lo justifiquen las condiciones locales o regionales relativas a las necesidades de refrigeración o

¹⁰ Véase el Reglamento sobre seguridad del abastecimiento del gas, Reglamento (CE) n° 994/2010.

calefacción, infraestructuras existentes o planificadas, combinación energética, etc. Ello podrá abordarse en los planes de eficiencia energética y la colaboración para la innovación «Ciudades inteligentes», que se pondrán en marcha a comienzos de 2011.

2.4. Captura, transporte y almacenamiento de CO₂ (CAC)

Las tecnologías de CAC reducen en gran medida las emisiones de CO₂ cuando se utilizan combustibles fósiles, que seguirán constituyendo una importante fuente de generación de electricidad durante las próximas décadas. La tecnología, con sus riesgos y ventajas, está siendo ensayada en centrales piloto que se conectarán a la red en 2015. Se prevé que el despliegue comercial de la CAC en los ámbitos de la generación de electricidad y las aplicaciones industriales se producirá a partir de 2020, para generalizarse en torno a 2030. Dado que los lugares donde podrían emplazarse instalaciones de almacenamiento de CO₂ no están distribuidos uniformemente por Europa, y que algunos Estados miembros, considerando sus importantes niveles de emisiones de CO₂, sólo disponen de una capacidad de almacenamiento limitada dentro de sus fronteras, puede ser necesario construir una infraestructura europea de gasoductos a través de las fronteras interestatales y el medio marino.

2.5. Infraestructura de transporte y refinado de petróleo y olefina

De mantenerse sin cambios las actuales políticas en las áreas del clima, el transporte y la eficiencia energética, en el año 2030 el petróleo supondrá un 30 % de la energía primaria y una parte significativa del combustible utilizado en el transporte. La seguridad del abastecimiento depende de la integridad y flexibilidad de toda la cadena de suministro, desde el crudo que llega a las refinerías hasta el producto final distribuido a los consumidores. Al mismo tiempo, la futura forma de la infraestructura de transporte de crudo y derivados del petróleo seguirá estando determinada por la evolución del sector de refino europeo, que afronta hoy una serie de retos, descritos en el Documento de trabajo de los servicios de la Comisión que acompaña a la presente Comunicación.

2.6. El mercado aportará la mayoría de las inversiones, aunque persisten algunos obstáculos

Las medidas políticas y legislativas aprobadas por la UE desde 2009 han dotado de un sólido y poderoso fundamento a la planificación de las infraestructuras europeas. El **tercer paquete del mercado interior de la energía**¹¹ sentó las bases para la planificación y las inversiones en la red europea obligando a los gestores de las redes de transporte (GRT) a colaborar entre sí y a preparar planes nacionales de desarrollo para sus redes de gas y electricidad en el marco de la Red Europea de GRT (ENTSO) y estableciendo reglas de cooperación para los reguladores nacionales en cuanto a las inversiones transfronterizas en el marco de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER).

El tercer paquete obliga a los reguladores a tener en cuenta los efectos de sus decisiones sobre el conjunto del mercado interior. Ello significa que éstos no sólo deben evaluar las inversiones en función de las ventajas que reportarán a su Estado miembro, sino de los beneficios para el conjunto de la UE. No obstante, la **fijación de tarifas** conserva una perspectiva nacional y las decisiones más importantes sobre los proyectos de interconexión de infraestructuras se

¹¹ Directiva 2009/72/CE y Directiva 2009/73/CE, Reglamento (CE) n° 713/2009, Reglamento (CE) n° 714/2009 y Reglamento (CE) n° 715/2009.

adoptan en los Estados miembros. Los reguladores nacionales han buscado tradicionalmente disminuir al máximo las tarifas, y por tanto pueden sentirse tentados a no aprobar el tipo de rendimientos necesarios para los proyectos con un mayor beneficio regional, o con dificultades de imputación de costes a través de las fronteras, proyectos que apliquen tecnologías innovadoras o proyectos destinados exclusivamente a fines de seguridad del abastecimiento.

Por añadidura, el fortalecimiento y ampliación del **Sistema de Comercio de Derechos de Emisión** (CDE) supondrán la creación de un mercado europeo unificado del carbono. Los precios del carbono dentro del CDE están ya modificando, y lo harán más en el futuro, la combinación óptima de suministro de electricidad y la orientación hacia fuentes de suministro de bajas emisiones.

El **Reglamento sobre seguridad del abastecimiento del gas**¹² mejorará la capacidad de la UE para reaccionar ante situaciones de crisis, gracias a una mayor resiliencia de la red y a la adopción de normas comunes para la seguridad del abastecimiento y equipos suplementarios. Además, señala una serie de obligaciones claras en relación con las inversiones en las redes de transporte.

La longitud de los plazos y la incertidumbre que afectan a la **concesión de licencias** fueron señalados por el sector, los GRT y los reguladores como una de las principales causas que explican los retrasos que sufre la ejecución de los proyectos de infraestructuras, especialmente en el área de la electricidad¹³. El intervalo entre el inicio de la fase de planificación y la entrada en servicio de una línea eléctrica supera a menudo los 10 años¹⁴. Los proyectos transfronterizos se topan a menudo con una oposición aún mayor, ya que son considerados con frecuencia simples «líneas de tránsito» que no reportan beneficios locales. Se piensa que los retrasos en la concesión de permisos impedirán la realización de aproximadamente el 50 % de las inversiones en electricidad comercialmente viables en el año 2020¹⁵. Tal situación dificultaría gravemente la transformación de la UE en una economía hipocarbónica y capaz de hacer un uso eficiente de sus recursos, amenazando su competitividad. En las zonas marítimas de generación de energía, la falta de coordinación y las disparidades nacionales a menudo retrasan el proceso e incrementan el riesgo de conflictos con otros usos posteriores del mar.

2.7. *Necesidades de inversión y déficit de financiación*

Es necesario invertir aproximadamente un billón de euros en nuestro sistema de energía entre hoy y 2020¹⁶ para poder alcanzar los objetivos de la política energética y las metas de la lucha contra el cambio climático. Aproximadamente la mitad deberá destinarse a las redes, incluidas las de transporte y distribución de gas y electricidad, al almacenamiento y a las redes inteligentes.

Cerca de 200 000 millones de euros son necesarios solamente para las redes de transporte de energía. Sin embargo, **el mercado sólo asumirá en torno al 50 % hasta 2020**, lo que deja un déficit de 100 000 millones de euros. Aunque dicho déficit se debe en

¹² Reglamento (CE) n° 994/2010.

¹³ Consulta pública sobre el Libro Verde «Hacia una red europea de energía segura, sostenible y competitiva», COM(2008) 737 final.

¹⁴ Plan decenal de desarrollo de la red de ENTSO-E, junio de 2010

¹⁵ Véase la evaluación de impacto adjunta.

¹⁶ Cálculos del modelo PRIMES.

parte a los retrasos en la obtención de las licencias de obra y medioambientales necesarias, también es consecuencia de las dificultades de acceso a la financiación y a la falta de instrumentos adecuados de reducción del riesgo, especialmente para los proyectos con externalidades positivas y cuyos beneficios se extienden por Europa, pero que no están suficientemente justificados desde una perspectiva comercial¹⁷. Debemos esforzarnos también en seguir desarrollando el mercado interior de la energía, esencial para impulsar las inversiones del sector privado en infraestructura energética, que a su vez contribuirán a reducir el déficit de financiación en los próximos años.

El coste de no realizar estas inversiones de manera coordinada dentro de la UE sería enorme, como demuestra el caso del desarrollo de la energía eólica en el mar, donde la aplicación de soluciones nacionales podría provocar un coste adicional del 20 %. La realización de todas las inversiones necesarias en la infraestructura de transporte crearía aproximadamente 775 000 puestos de trabajo suplementarios en el período 2011-2020, añadiendo 19 000 millones de euros a nuestro PIB en 2020¹⁸. Además, estas inversiones contribuirían a la difusión de las tecnologías de la UE. La industria europea, incluidas las PYME, es una productora clave de este tipo de tecnologías. Mejorar las infraestructuras europeas brinda una oportunidad para impulsar la competitividad del sector y el liderazgo tecnológico mundial de la UE.

3. ESQUEMA PARA LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA: UN NUEVO MÉTODO DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA

La creación de las infraestructuras energéticas que Europa necesita en los dos próximos decenios requiere una política de infraestructuras completamente nueva basada en una visión europea. Hace falta también modificar los usos actuales en relación con la RTE-E, con sus largas listas de proyectos predefinidas e inflexibles. La Comisión propone un nuevo método con las siguientes etapas:

- Definir un mapa de la infraestructura energética que brinde a Europa una superred inteligente que interconecte las demás redes a nivel continental.
- Concentrarse en un número limitado de **prioridades europeas** que deberán aplicarse antes de 2020 para alcanzar los objetivos a largo plazo, y en las cuales la actuación europea es más necesaria.
- Sobre la base de una metodología acordada, determinar los **proyectos concretos** necesarios para la realización de dichas prioridades – declarados proyectos de interés europeo – de manera flexible y basados en la cooperación regional, de manera que respondan a los cambios de las condiciones de mercado y el desarrollo tecnológico.
- Apoyar la ejecución de los proyectos de interés europeo con **nuevos instrumentos**, como una mejor cooperación regional, trámites más rápidos, mejores métodos e información a los responsables de la toma de decisiones y los ciudadanos, e instrumentos financieros innovadores.

¹⁷ Véase la evaluación de impacto adjunta

¹⁸ Véase la evaluación de impacto adjunta.

4. PRIORIDADES DE LAS INFRAESTRUCTURAS EUROPEAS A PARTIR DE 2020

La Comisión propone las siguientes prioridades, a corto y largo plazo, con el fin de adaptar nuestra infraestructura energética a las necesidades del siglo XXI.

4.1. Corredores prioritarios para la electricidad, el gas y el petróleo

4.1.1. Preparación de la red eléctrica europea de 2020

El primer plan decenal de desarrollo de la red¹⁹ constituye una sólida base para establecer las prioridades del sector de las infraestructuras eléctricas. Sin embargo, no toma plenamente en consideración las inversiones en infraestructura motivadas por las importantes nuevas capacidades de generación en el mar, especialmente la energía eólica en los mares septentrionales²⁰, ni tampoco garantiza que la ejecución tenga lugar en el momento en que sea necesaria, en especial por lo que respecta a los interconectores transfronterizos. Para garantizar que las capacidades de generación de **energías renovables** del norte y sur de Europa se incorporan según un calendario satisfactorio y asimismo se produce una mayor **integración del mercado**, la Comisión Europea propone dirigir la atención hacia los siguientes corredores prioritarios, que deberán preparar las redes europeas de transporte de electricidad para el año 2020:

1. **Red marítima en los mares septentrionales y conexión con Europa septentrional y central**, para integrar y conectar las capacidades de producción de energía de los mares septentrionales²¹ con los centros de consumo de Europa central y las instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico de la región alpina y los países nórdicos.
2. **Interconexiones en Europa sudoccidental**, que puedan acoger la electricidad de origen eólico, hidroeléctrico y solar, en particular la que circule entre la Península Ibérica y Francia y hacia Europa central, a fin de aprovechar al máximo las fuentes de energías renovables africanas y la infraestructura existente entre el norte de África y Europa.
3. **Conexiones en Europa central oriental y sudoriental**, para reforzar la red regional en los ejes norte-sur y este-oeste, a fin de contribuir a la integración de los mercados y a las energías renovables, incluidas conexiones con instalaciones de almacenamiento, y la integración de islas energéticas.
4. **Finalización del BEMIP** (Plan de Interconexión del Mercado Báltico de la Energía): Integración en el mercado europeo de los Estados Bálticos potenciando sus redes interiores y fortaleciendo las interconexiones con Finlandia, Suecia y Polonia, y reforzando la red de transporte interna de Polonia y las interconexiones hacia el este y el oeste.

¹⁹ Los 500 proyectos indicados por los GRT nacionales cubren la totalidad de la UE, Noruega, Suiza y los Balcanes occidentales. La lista no incluye los proyectos locales, regionales o nacionales, que no se consideraron relevantes desde el punto de vista europeo.

²⁰ Se prevé que la próxima edición del programa regional de desarrollo de la red, que aparecerá en 2012, adoptará un enfoque de tipo descendente («top-down»), suponiendo que se cumplan las obligaciones legales fijadas para 2020 en relación con la integración de las energías renovables y la reducción de emisiones con vistas al futuro posterior a 2020, y abordará estas deficiencias.

²¹ Los mares septentrionales comprenden el Mar del Norte y los mares noroccidentales.

4.1.2. *Abastecimiento de gas diversificado a una red de la UE plenamente interconectada y flexible*

La finalidad de esta área prioritaria es crear la infraestructura necesaria para permitir la compraventa de gas de cualquier origen en cualquier lugar de la UE, con independencia de las fronteras nacionales. Ello garantizaría también la seguridad de la demanda, al brindar mayores posibilidades de elección y un mayor mercado para que los productores de gas vendan sus productos. Varios ejemplos positivos en los Estados miembros demuestran que la diversificación es clave para incrementar la competencia y mejorar la **seguridad del abastecimiento**. Aunque si se considera la UE en su conjunto, el abastecimiento está diversificado en tres corredores – Corredor Septentrional desde Noruega, Corredor Oriental desde Rusia, Corredor Mediterráneo desde África – además del GNL, algunas zonas siguen dependiendo de una fuente de suministro única. Todas las regiones europeas deben implantar infraestructuras que brinden a cada una acceso físico **al menos a dos fuentes de abastecimiento distintas**. Al mismo tiempo, el papel compensador del gas en la generación variable de electricidad y las normas sobre infraestructuras introducidas en el Reglamento sobre seguridad del abastecimiento de gas imponen requisitos de flexibilidad adicionales e incrementan la necesidad de gasoductos bidireccionales, más capacidad de almacenamiento y flexibilidad del abastecimiento, como el GNL/GNC. Para alcanzar esos objetivos se han seleccionado los siguientes corredores prioritarios:

1. **El Corredor Meridional** para continuar diversificando a nivel de la UE las fuentes de abastecimiento del gas procedente de la cuenca del mar Caspio, Asia central y Oriente Próximo.
2. Conectar los mares Báltico, Negro, Adriático y Egeo, en particular mediante:
 - la ejecución del **BEMIP** y
 - el **Corredor Norte-Sur** en Europa central y sudoriental.
3. El Corredor Norte-Sur en Europa occidental para **eliminar estrangulamientos internos** e incrementar la entregabilidad a corto plazo, aprovechando al máximo las posibles fuentes de abastecimiento externas alternativas, incluidas las africanas, y optimizando la infraestructura existente, en especial las centrales e instalaciones de almacenamiento de GNL.

4.1.3. *Garantizar la seguridad del abastecimiento de petróleo*

El objetivo de esta prioridad es garantizar un abastecimiento ininterrumpido de crudo a los países de Europa central y oriental pertenecientes a la UE que no disponen de salida al mar, y que actualmente dependen de rutas limitadas, en caso de perturbaciones duraderas en las rutas convencionales. La diversificación del abastecimiento de petróleo y la interconexión de las redes de oleoductos contribuirán también a prevenir el incremento del transporte de petróleo por vía marítima, reduciendo así el riesgo medioambiental, especialmente en los estrechos turcos y del Báltico, muy sensibles ambientalmente y con una alta densidad de tráfico. El objetivo puede alcanzarse en gran medida con la infraestructura existente, reforzando la interoperabilidad de la **Red de oleoductos de Europa central-oriental**, interconectando los distintos sistemas y eliminando los estrangulamientos de capacidad y/o posibilitando los contraflujos.

4.1.4. *Despliegue de las tecnologías de redes inteligentes*

Con esta prioridad se pretende brindar el marco necesario y los incentivos iniciales para unas rápidas inversiones en una nueva infraestructura de redes «inteligentes» a fin de apoyar i) un mercado minorista en régimen de competencia, ii) un mercado de servicios energéticos que funcione adecuadamente y ofrezca opciones reales en materia de ahorro y eficiencia energética, iii) la integración de la generación de las energías renovables y la electricidad distribuida, y iv) la satisfacción de los nuevos tipos de demanda, por ejemplo, procedente de los vehículos eléctricos.

La Comisión valorará también la **necesidad de nuevas medidas legislativas** para garantizar que la implantación de las redes inteligentes siga el curso deseado. En particular, el fomento de la inversión en redes y contadores inteligentes requerirá una evaluación exhaustiva de los aspectos que deberán ser reglamentados o normalizados y los que podrán dejarse al mercado. La Comisión considerará también otras medidas para garantizar que las redes y los contadores inteligentes aporten los beneficios deseados a consumidores, productores, y operadores, así como ventajas desde el punto de vista de la eficiencia energética. Los resultados de dicha evaluación y las posibles medidas ulteriores se publicarán en el curso de 2011.

Asimismo, la Comisión creará una **plataforma de transparencia e información de las redes inteligentes** para permitir la difusión de las últimas experiencias y buenas prácticas en Europa, crear sinergias entre los distintos enfoques y facilitar el desarrollo de un marco regulador adecuado. En este proceso será clave que se establezcan a tiempo las necesarias normas técnicas y las medidas adecuadas en materia de protección de datos. A tal fin, deberá intensificarse la atención a las tecnologías de redes inteligentes dentro del Plan SET.

4.2. *Preparación de las redes a largo plazo*

En el contexto de la perspectiva a largo plazo que se presentará en el Itinerario 2050, la UE debe empezar ya a diseñar, planificar y construir las redes energéticas del futuro, necesarias para poder seguir reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. **El tiempo apremia**. Solamente adoptando un enfoque coordinado para una infraestructura europea podrán evitarse costosas estrategias a nivel de los Estados miembros o proyectos y soluciones de calidad inferior a la deseable a largo plazo.

4.2.1. *Las Autopistas Eléctricas europeas*

Las futuras «**Autopistas Eléctricas**» deberán poder i) acoger los excedentes cada vez mayores de generación eólica de los mares septentrionales y el Báltico y su entorno, e incrementar la generación en el sur de Europa y norte de África, ii) conectar estas nuevas plataformas de generación con grandes instalaciones de almacenamiento en los países nórdicos y los Alpes, y con los grandes centros de consumo de Europa central, y iii) afrontar una demanda y oferta de electricidad cada vez más flexibles y descentralizadas²².

En consecuencia, la Comisión Europea propone iniciar inmediatamente los trabajos para la elaboración de un **plan de desarrollo modular** que permita la puesta en servicio de las primeras Autopistas no más tarde de 2020. Los planes deben contemplar también una ampliación que facilite el desarrollo de capacidades de generación de energías renovables,

²² Aunque es probable que la red termine basándose en una tecnología CC, es necesario que la construcción se realice paso a paso, garantizando la compatibilidad con la actual red CA.

incluso fuera de las fronteras de la UE, y con vistas al posible desarrollo de tecnologías de nueva generación en los ámbitos de la energía undimotriz, eólica y mareomotriz. La mejor manera de abordar estos trabajos es utilizar el Foro de Florencia, organizado por la Comisión Europea y ENTSO-E, y basarse en la Iniciativa Europea sobre la Red Eléctrica (EEGI) y la Iniciativa Eólica Europea.

4.2.2. Una infraestructura europea de transporte de CO₂

Esta área prioritaria supone analizar y acordar las **modalidades técnicas y prácticas de una futura infraestructura de transporte de CO₂**. Nuevas investigaciones, coordinadas por la Iniciativa Industrial Europea para la Captura y Almacenamiento de Carbono del Plan SET, permitirá comenzar a tiempo la planificación y desarrollo de la infraestructura a nivel europeo, en línea con el despliegue comercial de la tecnología, previsto a partir de 2020. Se apoyará también la **cooperación regional** para estimular el desarrollo de puntos focales de la futura infraestructura europea.

4.3. De las prioridades a los proyectos

Las prioridades mencionadas en los apartados anteriores deben traducirse en proyectos concretos y conducir a la elaboración de un **programa permanente**. Las primeras listas de proyectos deberán estar elaboradas en 2012, y posteriormente adaptarse cada dos años con vistas a la actualización periódica de los planes decenales de desarrollo de las redes.

Los proyectos deberán establecerse y clasificarse según **criterios acordados y transparentes** que determinen un número de proyectos limitado. La Comisión propone basarse en los siguientes criterios, que deberán precisarse y acordarse en colaboración con todas las partes interesadas, especialmente ACER:

- Electricidad: contribución a la seguridad del abastecimiento; capacidad para conectar la generación de fuentes renovables y transportarla a los grandes centros de consumo/almacenamiento; incremento de la integración del mercado y la competencia; contribución a la eficiencia energética y el uso inteligente de la electricidad.
- Gas: diversificación con prioridad a la diversificación de fuentes, diversificación de proveedores y diversificación de rutas; incremento de la competencia mediante un aumento de la interconexión; mayor integración del mercado y reducción de su grado de concentración.

Los proyectos así determinados se examinarán a nivel de la UE para garantizar la **coherencia entre las prioridades y entre las regiones**, y se jerarquizarán en función de su urgencia en relación con el logro de los objetivos y prioridades del Tratado. Los proyectos que cumplan los criterios recibirán la denominación de «**Proyectos de Interés Europeo**». Esa denominación constituirá la base para la futura evaluación del proyecto²³ y su consideración en el marco de las iniciativas descritas en los capítulos siguientes. La denominación otorgará prioridad política al proyecto que la reciba.

²³ Los efectos económicos, sociales y medioambientales de los proyectos se valorarán según el método común descrito en el próximo capítulo.

5. INSTRUMENTOS PARA ACELERAR LA EJECUCIÓN

5.1. *Agrupaciones regionales*

La cooperación regional, tal como se ha desarrollado en el Plan de Interconexión del Mercado de la Energía del Báltico (BEMIP) o la Iniciativa de Red Marítima de los Países de los Mares Septentrionales (NSCOGI), ha servido para alcanzar acuerdos sobre prioridades regionales y su implantación. La obligatoriedad de la cooperación regional en el mercado interior de la energía contribuirá a acelerar la integración de los mercados, y el enfoque regional ha resultado benéfico para el primer plan decenal de desarrollo de la red que se ha elaborado en el ámbito de la electricidad.

La Comisión entiende que estas **plataformas regionales especializadas** serían útiles para facilitar la planificación, ejecución y seguimiento de las prioridades fijadas, así como para elaborar los planes de inversión y proyectos concretos. Se debe reforzar el papel de las **Iniciativas Regionales** existentes, establecidas en el contexto del mercado interior de la energía, con tareas relacionadas con la planificación de infraestructuras, según proceda, pudiendo también en caso necesario proponerse estructuras regionales *ad hoc*. A este respecto, las estrategias comunitarias para las denominadas macroregiones (por ejemplo, las regiones del Báltico o el Danubio) pueden utilizarse como plataformas de cooperación para acordar proyectos transnacionales en diversos sectores.

Además, para dar un primer impulso al nuevo método de planificación regional a corto plazo, la Comisión tiene el propósito de crear un **Grupo de Alto Nivel** sobre la base de la cooperación entre los países de Europa central y oriental, por ejemplo, materializada en el Grupo de Visegrad²⁴, al que encomendará la elaboración de un plan de acción que deberá estar listo en el otoño de 2011, para las conexiones de gas, petróleo y electricidad a lo largo de los ejes norte-sur y este-oeste.

5.2. *Agilización y transparencia de las autorizaciones*

En marzo de 2007 el Consejo Europeo invitó a la Comisión a que presentara «propuestas destinadas a simplificar los procedimientos de aprobación», en respuesta a los frecuentes llamamientos del sector para que la UE adopte medidas que faciliten la tramitación de licencias y permisos.

En respuesta a esa necesidad, la Comisión, observando el principio de subsidiariedad, propondrá la introducción de medidas relacionadas con la tramitación de autorizaciones para los proyectos de interés europeo a fin de racionalizar, coordinar y mejorar los procedimientos actuales, respetando las normas de seguridad y garantizando el pleno cumplimiento de la legislación medioambiental de la UE²⁵. Los trámites racionalizados y mejorados deberán garantizar que se ejecutan a tiempo los proyectos de infraestructuras, sin los cuales la UE no cumplirá sus objetivos energéticos y climáticos. Además, deben ser **transparentes** para todas las partes interesadas y facilitar la **participación de los ciudadanos** en el proceso de toma de decisiones, garantizando debates abiertos y transparentes a nivel local, regional y nacional, con el fin de acrecentar la confianza pública y la aceptación de las instalaciones.

La mejora de los procedimientos de decisión puede abordarse de varios modos:

²⁴ Véase la declaración de Budapest V4+ Cumbre de la Seguridad Energética del 24 de febrero de 2010.

²⁵ Véase la evaluación de impacto adjunta.

1. La creación de una autoridad nacional de contacto («**ventanilla única**») por proyecto de interés europeo, que sirva como intermediaria única entre los promotores de los proyectos y las autoridades competentes nacionales, regionales y/o locales, sin perjuicio de las competencias de éstas. Dicha autoridad se encargaría de coordinar todo el proceso de autorización de un proyecto dado y de difundir a los interesados la información necesaria sobre la tramitación administrativa y los procesos de toma de decisiones. En este marco, los Estados miembros tendrían competencias plenas para distribuir las facultades de decisión entre los diversos ámbitos de sus administraciones y niveles de gobierno. Por lo que respecta a los proyectos transfronterizos, debería explorarse la posibilidad de arbitrar unos trámites coordinados o conjuntos²⁶ a fin de mejorar los proyectos y agilizar su autorización definitiva.
2. Se estudiará la introducción de un **plazo máximo** para la decisión final positiva o negativa de la autoridad competente. Dado que los retrasos se producen a menudo por mala práctica administrativa, se ha de garantizar que cada una de las fases del procedimiento se completa dentro de un plazo dado, respetando plenamente los regímenes legales aplicables de los Estados miembros y la legislación de la UE. El calendario propuesto debe contemplar una **participación temprana y eficaz** de los ciudadanos en el proceso de toma de decisiones, y aclarar y reforzar el derecho de estos a recurrir la decisión de las autoridades, todo lo cual deberá integrarse claramente en el plazo total. También se analizará si, en caso de que no se haya adoptado una decisión tras la expiración del plazo, se podrían dar competencias especiales a una autoridad designada por los Estados miembros interesados para la adopción de una decisión final positiva o negativa.
3. Se elaborarán **directrices para hacer más transparente y predecible** el proceso para todas las partes involucradas (ministerios, entes locales y regionales, promotores de proyectos y poblaciones afectadas). Su objetivo será mejorar la comunicación con los ciudadanos a fin de garantizar que se comprenden correctamente los costes y beneficios medioambientales, de seguridad del abastecimiento, sociales y económicos de un proyecto, y que todos los interesados participan en un debate abierto y transparente en una fase temprana del proceso. Se podrían incluir requisitos mínimos en relación con las indemnizaciones a las poblaciones afectadas. Más concretamente, debe aplicarse una ordenación territorial del medio marino en el caso de las instalaciones energéticas transfronterizas situadas en el mar, a fin de que el proceso de planificación resulte más simple y coherente y se base en una información más completa.
4. Con el fin de mejorar las condiciones que facilitan la ejecución de la infraestructura necesaria en los plazos adecuados, conviene estudiar la posibilidad de proponer recompensas e incentivos, incluso de carácter financiero, a las regiones o Estados miembros que faciliten una diligente tramitación de los proyectos de interés europeo. Podrían también considerarse otros mecanismos para compartir beneficios, inspirados en las mejores prácticas del sector de las energías renovables²⁷.

²⁶ Incluida, en particular, la legislación medioambiental europea pertinente.

²⁷ Véase, por ejemplo, www.resshare.nu

5.3. *Mejores métodos e información para los responsables y los ciudadanos*

Para ayudar a las regiones y partes interesadas a determinar y ejecutar proyectos de interés europeo, la Comisión elaborará un **instrumento especial de apoyo a políticas y proyectos** para acompañar las actividades de planificación de infraestructuras y desarrollo de proyectos a nivel de la UE y regional. Tal instrumento elaboraría, entre otras cosas, modelizaciones y previsiones del sistema energético electricidad-gas, así como un método común de evaluación de proyectos adecuado para reflejar los cambios a corto y largo plazo²⁸, que cubriría, entre otras cosas, la protección contra el cambio climático, a fin de facilitar la priorización de los proyectos. La Comisión animará también a los Estados miembros a que coordinen mejor los procedimientos vigentes de evaluación ambiental desde una fase temprana. Además, se elaborarán instrumentos para explicar mejor las ventajas de un determinado proyecto a los ciudadanos, y asociar a éstos al proceso. Tales instrumentos deberán complementarse con la comunicación de los beneficios del desarrollo de infraestructuras y redes inteligentes para los consumidores y los ciudadanos desde el punto de vista de la seguridad del abastecimiento, la descarbonización del sector de la energía y la eficiencia energética.

5.4. *Creación de un marco estable de financiación*

Incluso si se resuelven todas las cuestiones relacionadas con la tramitación de autorizaciones, se prevé que en el año 2020 se mantendrá un déficit de financiación de aproximadamente 60 000 millones de euros, debido principalmente a las externalidades positivas no comerciales de los proyectos de interés regional o europeo y a los riesgos inherentes a las nuevas tecnologías. Salvar ese déficit supondrá un reto importante, pero es imprescindible para que las prioridades infraestructurales se materialicen a tiempo. Por lo tanto, hace falta integrar en mayor medida el mercado interior de la energía para impulsar el desarrollo de las infraestructuras, así como una coordinación de la UE para subsanar las dificultades de inversión y mitigar los riesgos de los proyectos.

La Comisión propone trabajar en dos frentes: seguir mejorando las normas de imputación de costes y optimizar el efecto multiplicador de los fondos de la UE sobre la financiación pública y privada.

5.4.1. *Impulso de las fuentes de financiación privadas mediante una mejor imputación de costes*

En Europa, las infraestructuras de electricidad y gas son sectores regulados cuyo modelo de negocio se basa en la aplicación de tarifas reguladas a los usuarios, tarifas que permiten la recuperación de las inversiones realizadas («**el usuario paga**»). Este enfoque deberá seguir siendo el predominante en el futuro.

El tercer paquete pide a los reguladores que aporten incentivos tarifarios adecuados, tanto a corto como a largo plazo, para que los operadores de las redes incrementen la eficiencia, fomenten la integración de los mercados y la seguridad del abastecimiento, y apoyen las actividades de investigación relacionadas²⁹. Sin embargo, aunque la nueva normativa podría abarcar algunos aspectos innovadores de los nuevos proyectos de infraestructuras, no está

²⁸ Véase, por ejemplo, *Guide to cost-benefit analysis of investment projects*, julio de 2008:

http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf

²⁹ Artículo 37 de la Directiva 2009/72/CE y artículo 41 de la Directiva 2009/73/CE.

concebida para afrontar los grandes cambios tecnológicos, especialmente en el sector eléctrico, relacionados con la generación de electricidad en el mar o las redes inteligentes.

Por añadidura, la fijación de tarifas sigue realizándose a nivel nacional, por lo que no siempre coadyuva a la consecución de las prioridades europeas. La reglamentación debe reconocer que, en ocasiones, la manera más eficiente para que un gestor de red de transporte atienda las necesidades de sus clientes es invirtiendo en una red fuera de su territorio. El establecimiento de este tipo de principios en la imputación de costes a través de las fronteras es clave para la plena integración de las redes energéticas europeas.

Esto resultará difícil en ausencia de principios europeos acordados, especialmente porque son necesarias continuidad y coherencia a largo plazo. La Comisión prevé proponer en 2011 **unas directrices o una propuesta legislativa** para abordar la imputación de costes de los grandes proyectos transfronterizos o de gran complejidad tecnológica mediante una normativa que regule las tarifas y las inversiones.

Los reguladores deben acordar principios comunes sobre la imputación de costes de las inversiones en interconexión y las tarifas correspondientes. En el ámbito de la electricidad se debe analizar la necesidad de impulsar mercados de futuros a largo plazo para el transporte de capacidad a través de las fronteras, mientras que en el sector del gas los costes de las inversiones podrían imputarse a los gestores de las redes de transporte de los países vecinos, tanto en relación con las inversiones normales (basadas en la demanda del mercado), como con las motivadas por razones de seguridad del abastecimiento.

5.4.2. Optimización del impacto de las fuentes de financiación públicas y privadas mediante la reducción del riesgo de inversión

En la Revisión Presupuestaria, la Comisión resaltó la necesidad de maximizar el efecto de la intervención financiera europea haciendo que ésta desempeñe una función catalizadora, concentradora y multiplicadora en relación con los recursos privados y públicos destinados a las infraestructuras de interés europeo. Es necesario maximizar la rentabilidad social a la vista de la escasez de recursos, suavizando las dificultades a las que se enfrentan los inversores, mitigando los riesgos de los proyectos, reduciendo el coste de financiación e incrementando el acceso al capital. A este respecto se propone un planteamiento en dos frentes.

En primer lugar, la Comisión continuará intensificando la colaboración de la UE con las instituciones financieras internacionales, y **se basará en iniciativas conjuntas existentes, tanto de carácter financiero como de asistencia técnica**³⁰. La Comisión prestará especial atención al desarrollo de sinergias con estos instrumentos y, en el caso de algunos de ellos, considerará la posibilidad de adaptar sus conceptos al sector de las infraestructuras energéticas.

En segundo lugar, sin perjuicio de su propia propuesta para el próximo marco financiero plurianual a partir de 2013³¹, que deberá presentarse en junio de 2011, y teniendo en cuenta los resultados de la Revisión presupuestaria en relación con la materialización de las prioridades en materia de energía en distintos programas, la Comisión tiene la intención de proponer un nuevo conjunto de instrumentos financieros. Esos nuevos instrumentos deberán

³⁰ En especial, Marguerite, Loan Guarantee Instrument for TEN-T, Risk Sharing Finance Facility, Jessica, Jaspers.

³¹ Revisión presupuestaria de la UE, aprobada el 19 de octubre de 2010.

combinar mecanismos financieros existentes e innovadores que sean **diferentes, flexibles y estén adaptados a las necesidades y riesgos financieros específicos de los proyectos en las diversas fases de su desarrollo**. Más allá de las formas de apoyo tradicionales (subvenciones, bonificaciones de interés), podrán proponerse soluciones innovadoras basadas en el mercado y orientadas a resolver el déficit de financiación mediante capital o deuda. En particular, se analizarán las siguientes opciones: participaciones en capital y apoyo a los fondos infraestructurales, instrumentos específicos para bonos de proyectos, opción de ensayo para un mecanismo avanzado de pago por capacidad relacionado con la red, instrumentos de riesgo compartido (en particular, para los nuevos riesgos tecnológicos) y garantías sobre préstamos para colaboraciones público-privadas. Se prestará especial atención a la inversión en los proyectos que atraviesen las fronteras de los Estados miembros de la UE y los que permitan el despliegue de nuevas tecnologías como, por ejemplo, las redes inteligentes.

6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE ACTUACIÓN PARA EL FUTURO

Las limitaciones de las posibilidades de financiación pública y privada en los próximos años no deben servir de pretexto para dilatar la construcción de la infraestructura descrita en estas páginas y las inversiones que lleva aparejadas. La inversión de hoy es condición necesaria para el ahorro futuro y, de este modo, será el factor que reduzca el coste global de nuestros objetivos políticos.

Sobre la base de las opiniones expresadas por las instituciones y partes interesadas en relación con el presente esquema, la Comisión tiene intención de elaborar un conjunto de iniciativas idóneas en 2011, como parte de sus propuestas para el próximo marco financiero plurianual. Esas propuestas abordarán los aspectos reglamentarios y financieros que se indican en la presente Comunicación, especialmente a través de un instrumento para la seguridad y la infraestructura energética, y mediante la incorporación de las prioridades energéticas a diversos programas.

ANEXO

Prioridades propuestas para la infraestructura energética a partir de 2020

1. INTRODUCCIÓN

El presente anexo contiene información técnica sobre las prioridades de las infraestructuras europeas, presentadas en el capítulo 4 de la Comunicación, el progreso hacia su ejecución, y los próximos pasos necesarios. Las prioridades seleccionadas se derivan de los importantes cambios y desafíos que el sector europeo de la energía afrontará en los próximos decenios, con independencia de las incertidumbres que rodean al abastecimiento y la demanda de algunas fuentes de energía.

La sección 2 presenta la evolución prevista de la oferta y la demanda en cada uno de los sectores que se tratan en la presente Comunicación. Los supuestos hipotéticos se basan en «Energy Trends for 2030 – update 2009»³², que utiliza el marco de modelización PRIMES, aunque también se utilizan las previsiones de otras partes interesadas. Aunque el supuesto de referencia PRIMES para 2020 se basa en un conjunto de políticas de la UE, en particular los objetivos legalmente obligatorios (20 % del consumo final de energía debe proceder de fuentes renovables, las emisiones de gases de efecto invernadero deben reducirse en un 20 % en 2020 con relación a los niveles de 1990), PRIMES supone que no se adoptarán nuevas medidas políticas. Estas soluciones permiten establecer las grandes tendencias que marcarán el desarrollo de las infraestructuras en las próximas décadas³³.

En las secciones 3 y 4 se presentan las prioridades en materia de infraestructuras (Mapa 1) señaladas en la Comunicación, considerando la situación y los desafíos de los distintos casos y aportando, según corresponda, explicaciones técnicas sobre las recomendaciones de la Comunicación. Se entiende que la presentación de las prioridades varía en función de los siguientes aspectos:

- Naturaleza y madurez: algunas prioridades se refieren a proyectos de infraestructura muy específicos, algunos de los cuales están muy avanzados en cuanto a preparación y desarrollo. Otras abarcan conceptos más amplios y, a menudo, también más novedosos, que precisarán un considerable trabajo adicional antes de poder materializarse en proyectos concretos.
- Ámbito: la mayor parte de las prioridades están enfocadas a una determinada zona geográfica, mientras que otras, como las Autopistas Eléctricas y la red de CO₂, afectan potencialmente a todos o casi todos los Estados miembros. Por otra parte, las redes inteligentes constituyen una prioridad temática para la UE.
- Nivel de compromiso propuesto en las recomendaciones: dependiendo de la naturaleza y madurez de las prioridades, las recomendaciones se concentran en desarrollos concretos o abordan una gama de cuestiones más amplia, incluidos aspectos relacionados con la cooperación regional, la planificación, la reglamentación, la normalización y el diseño de mercados, o la investigación y el desarrollo.

³² http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf

³³ En ausencia de nuevas medidas políticas y bajo determinadas hipótesis.



Mapa 1: Corredores prioritarios para la electricidad, el gas y el petróleo

2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA

En la última actualización de «Energy Trends for 2030 – update 2009»³⁴ sobre la base del marco de modelización PRIMES, se prevé un ligero crecimiento del consumo primario de energía entre hoy y 2030 de acuerdo con el denominado Supuesto de Base (*Baseline scenario*)

³⁴ http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf

(Figura 1), mientras que, según el Supuesto de Referencia (*Reference scenario*), el crecimiento se mantendrá en gran medida estable³⁵ (Figura 2). Conviene señalar que estas proyecciones no incluyen las políticas de eficiencia energética que se aplicarán a partir de 2010, una posible nueva reducción del objetivo de emisiones hasta el -30 % en 2020³⁶, o políticas de transporte adicionales que rebasa el marco de la reglamentación del CO₂ y las emisiones de los vehículos. Por lo tanto, se deben considerar límites máximos de la demanda prevista de energía.

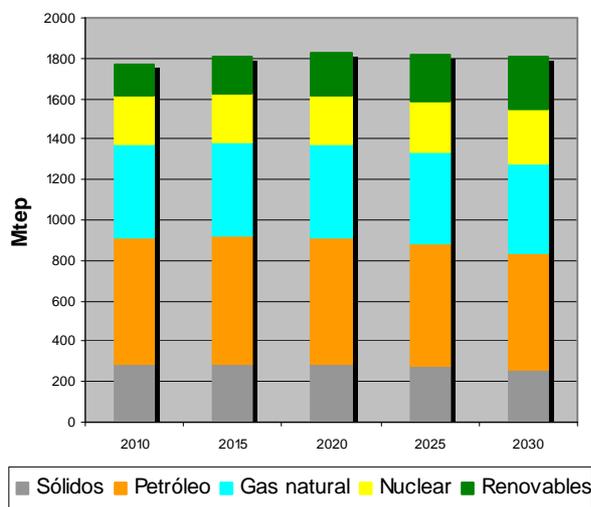


Figura 1: Consumo primario de energía por combustible (Mtep), Supuesto de Base PRIMES

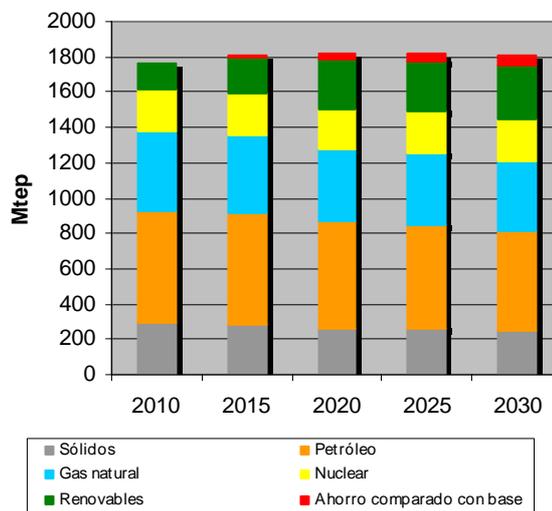
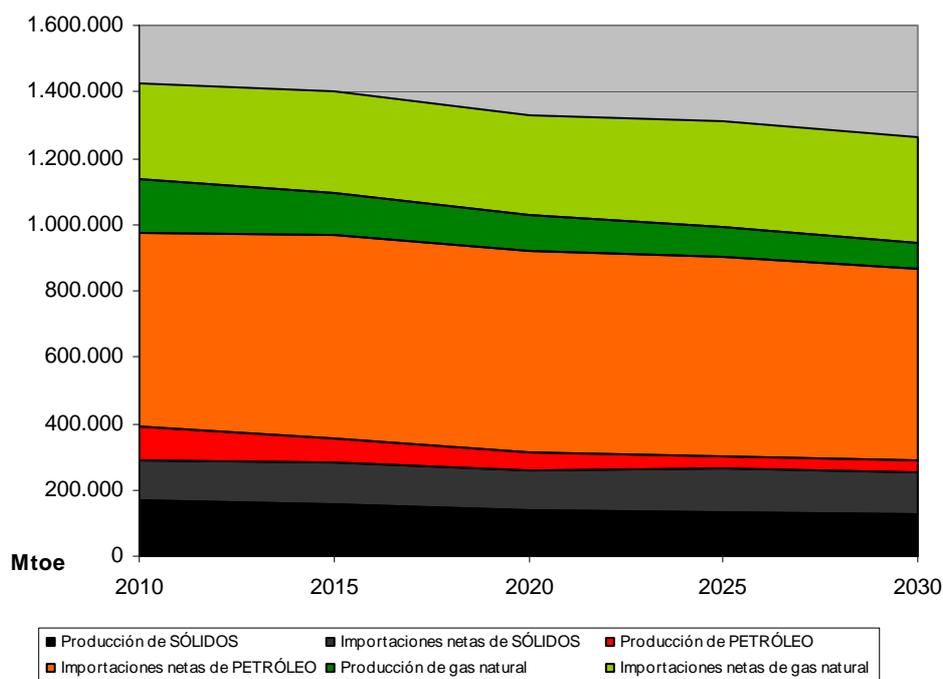


Figura 2: Consumo primario de energía por combustible (Mtep), Supuesto de Referencia PRIMES

³⁵ En este supuesto se considera que se alcanzan los dos objetivos obligatorios en materia de energías renovables y reducción de emisiones. En el Supuesto de base PRIMES, con arreglo al cual se mantienen las políticas actuales, dichos objetivos no se cumplen.

³⁶ Para un análisis más pormenorizado de sus consecuencias, véase el Documento de trabajo de los servicios de la Comisión que acompaña a la Comunicación de la Comisión «Análisis de las opciones para rebasar el objetivo del 20 % de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y evaluación del riesgo de fugas de carbono», COM(2010) 265 final. Background information and analysis Part II SEC(2010) 650.



**Figura 3: Consumo de combustibles sólidos de EU 27 por origen en Mtep (incluido combustible de uso marítimo)
Supuesto de Referencia PRIMES**

En estos supuestos, la cuota de carbón y petróleo en la combinación energética total disminuye entre la actualidad y 2030, mientras que la demanda de gas se mantiene en gran medida estable hasta esa fecha. La proporción de energía procedente de fuentes renovables se incrementará significativamente, tanto en consumo primario como final, manteniéndose estable la cuota de la energía nuclear, aproximadamente en el 14 % del consumo primario. La dependencia de combustibles fósiles importados seguirá siendo alta por lo que respecta al petróleo y al carbón, y se incrementará en el caso del gas, como se aprecia en la Figura 3.

En cuanto al gas, la dependencia de las importaciones es ya alta, y seguirá creciendo hasta alcanzar un 73-79 % del consumo en 2020 y un 81-89 %³⁷ en 2030, principalmente debido al agotamiento de los recursos autóctonos. Según los distintos supuestos, las necesidades de importación adicionales oscilan entre 44 Mtep y 148 Mtep en 2020, y 61 a 221 Mtep en 2030 (comparadas con 2005).

Hace falta una mayor flexibilidad debido a la función creciente del gas como combustible principal de respaldo en los sistemas de generación variable de electricidad. Ello implica un uso más flexible de los gasoductos, una capacidad de almacenamiento suplementaria, desde los puntos de vista tanto del volumen de funcionamiento como de las capacidades de retirada e inyección, y la necesidad de suministros flexibles, como el GNL/GCL.

El Reglamento sobre seguridad del abastecimiento, recientemente adoptado, requiere la inversión en infraestructuras para incrementar la resiliencia y robustez del sistema gasístico en caso de perturbación del suministro. Los Estados miembros deben cumplir dos normas de infraestructura: N-1 y flujos bidireccionales. La fórmula N-1 describe la capacidad técnica de

³⁷ Las cifras inferiores del intervalo se refieren al supuesto de referencia PRIMES, y las más altas proceden del Supuesto medioambiental Eurogas publicado en mayo de 2010, y basado en una recogida de abajo arriba (*bottom up*) de las estimaciones de los miembros de Eurogas.

la infraestructura gasística para satisfacer la totalidad de demanda de gas en caso de interrupción del suministro de la mayor infraestructura de abastecimiento, en un día de demanda de gas excepcionalmente alta, con una probabilidad estadística de aparición de una vez cada 20 años. N-1 puede cumplirse a nivel nacional o regional y un Estado miembro puede utilizar también medidas de producción y demanda. El Reglamento exige asimismo una capacidad física permanente de flujo bidireccional en todas las interconexiones transfronterizas entre los Estados miembros (excepto para las conexiones con la producción o distribución de GNL).

Actualmente cinco países incumplen el criterio N-1 (Bulgaria, Eslovenia, Lituania, Irlanda y Finlandia), teniendo en cuenta los proyectos en curso dentro del Programa Energético Europeo para la Recuperación, pero excluyendo las medidas de demanda³⁸. En relación con las inversiones en contraflujo, según el estudio de Gas Transmission Europe (julio de 2009), se han definido para Europa 45 proyectos vitales para mejorar los contraflujos en el interior de los Estados miembros y entre éstos, lo que proporciona una mayor flexibilidad para transportar el gas allí donde sea necesario. El principal reto es financiar proyectos que permitan cumplir las obligaciones en materia de infraestructuras, especialmente cuando no existe demanda del mercado.

Se prevé que la demanda de **petróleo** experimentará dos tendencias distintas y simultáneas: un descenso en los países de EU-15 y un continuo crecimiento en los nuevos Estados miembros, donde se prevé que la demanda aumente en un 7,8 % entre 2000 y 2020.

Los principales desafíos para la infraestructura de **electricidad** son el aumento de la demanda y el peso creciente de la generación de fuentes renovables, además de las necesidades de integración del mercado y seguridad del abastecimiento. Según las previsiones, la generación bruta de electricidad en EU-27 se incrementará al menos en un 20 %, de 3 362 TWh en 2007 hasta 4 073 TWh en 2030, según el Supuesto de Referencia de PRIMES, y hasta 4 192 TWh, según el Supuesto de Base, incluso sin tener en cuenta los posibles efectos de un fuerte desarrollo de la electromovilidad. Se prevé que la proporción de energía renovable en la generación bruta de electricidad se situará aproximadamente en un 33 % en 2020, según el Supuesto de Referencia, de la cual las fuentes variables (eólica y solar) podrían representar aproximadamente el 16 %³⁹.

La Figura 4 muestra la evolución de la generación bruta de electricidad por fuentes según el Supuesto de Referencia de PRIMES para el período 2010-2030:

³⁸ Véase la evaluación de impacto en http://ec.europa.eu/energy/security/gas/new_proposals_en.htm

³⁹ Las cifras respectivas para 2030 son el 36 % y el 20 %. Obsérvese que el Supuesto de referencia de 2030 no tiene en cuenta las futuras políticas en materia de energías renovables que la UE o los Estados miembros puedan adoptar a partir de 2020.

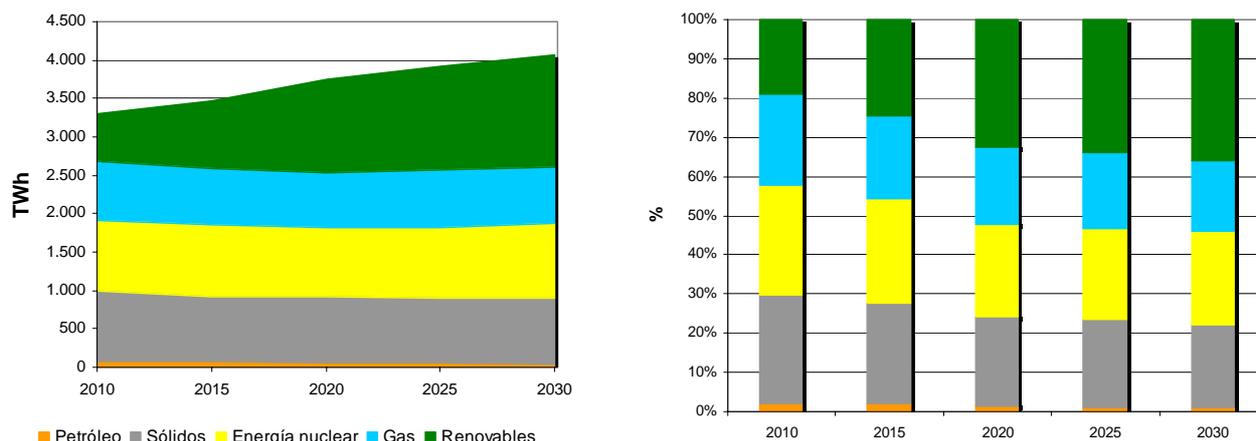


Figura 4: generación bruta de electricidad en 2000-2030 desglosada por fuente en TWh (izquierda) y porcentajes de las fuentes (derecha), Supuesto de Referencia PRIMES

Los planes de acción nacionales en materia de energía renovable que los Estados miembros deben notificar a la Comisión en cumplimiento del artículo 4 de la Directiva 2009/28/CE, proporcionan información más detallada hasta 2020. A la vista de los 23 primeros planes de acción, y muy en línea con los resultados del Supuesto de Referencia PRIMES 2020, ese año habrá aproximadamente 460 GW de capacidad instalada de electricidad renovable en los 23 Estados miembros afectados⁴⁰, frente a sólo 244 GW en la actualidad⁴¹. Cerca de un 63 % de dicho total se refiere a las fuentes de energía variables, a saber, eólica (200 GW, o el 43 %) y solar (90 GW, de la cual aproximadamente 7 GW es energía solar concentrada, lo que representa del 20 %) (Tabla 1).

Tipo de REC	Capacidad instalada 2010 (GW)	Capacidad instalada 2020 (GW)	Proporción 2020 (%)	Variación 2010-2020 (%)
Hidroeléctrica	116,9	134,2	29 %	15 %
Eólica	82,6	201	43 %	143 %
Biomasa	25,8	90	19 %	249 %
Solar	21,2	37,7	8 %	78 %
Otros	1	3,6	1 %	260 %
TOTAL	247,5	466,5	100 %	88 %

Tabla 1: Evolución prevista de las capacidades instaladas de energías renovables en GW, 2010-2020

⁴⁰ Austria, Bulgaria, República Checa, Chipre, Alemania, Dinamarca, Grecia, España, Finlandia, Francia, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Portugal, Rumania, Suecia, Eslovaquia, Eslovenia y el Reino Unido

⁴¹ «Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States», actualizado para 19 países. L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg. Centro de Investigación Energética de los Países Bajos, Agencia Europea del Medio Ambiente, 10 de septiembre de 2010. Disponible en: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10069.pdf>

Se prevé que, en los 23 Estados miembros, las energías renovables generarán más de 1 150 TWh, con una presencia del 50 % de fuentes variables (Tabla 2).

Tipo de REC	Generación 2010 (TWh)	Generación 2020 (TWh)	Proporción 2020 (%)	Variación 2010-2020 (%)
Hidroeléctrica	342,1	364,7	32 %	7 %
Eólica	160,2	465,8	40 %	191 %
Biomasa	103,1	203	18 %	97 %
Solar	21	102	9 %	386 %
Otros	6,5	16,4	1 %	152 %
TOTAL	632,9	1151,9	100 %	82 %

Tabla 2: Evolución prevista de la generación de electricidad de fuentes renovables en GW, 2010-2020

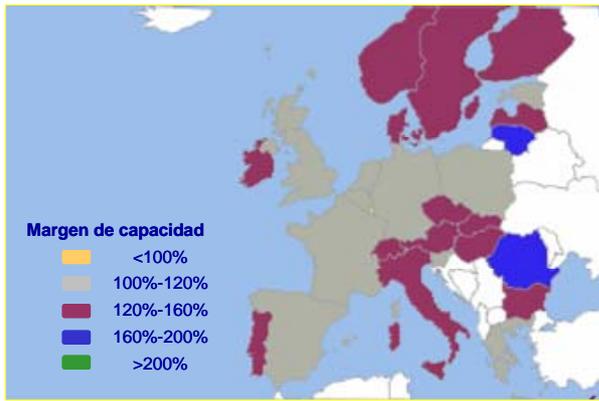
La mayor parte del crecimiento de la capacidad y la generación eólicas se concentrará en Alemania, Reino Unido, España, Francia, Italia y los Países Bajos, mientras que el aumento de la capacidad y la generación de energía solar se concentrará todavía más en Alemania y España, y en menor medida en Italia y Francia.

Junto con las energías renovables, los combustibles fósiles seguirán desempeñando un papel en el sector de la electricidad. Hacer compatible el uso de combustibles fósiles en los sectores eléctrico e industrial con las necesidades de la lucha contra el cambio climático puede, por consiguiente, precisar la instalación de sistemas de **captura y almacenamiento de CO₂ (CAC)** a gran escala en toda Europa. Los supuestos PRIMES prevén el transporte de aproximadamente 36 millones de toneladas (Mt) de CO₂ en 2020, según las políticas existentes, y de 50-272 Mt⁴² en 2030 a medidas que se difunda la CAC.

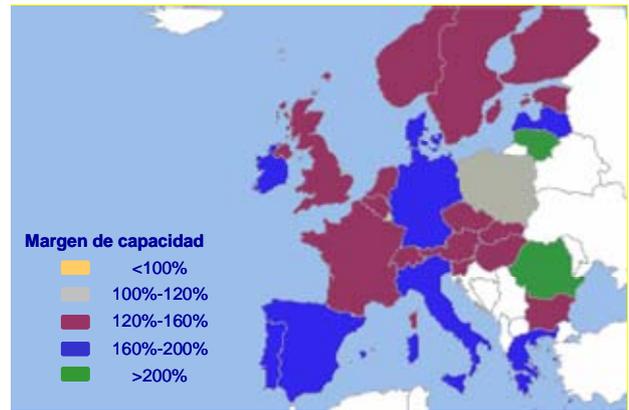
Según los análisis realizados por KEMA y el Imperial College de Londres sobre la base del Supuesto de Referencia PRIMES, en 2020 la capacidad de generación de electricidad deberá bastar para atender los picos de demanda en prácticamente todos los Estados miembros, a pesar del crecimiento de la generación variable procedente de fuentes renovables (Mapa 2 y Mapa 3⁴³). Sin embargo, aunque los Estados miembros no necesitarán importaciones para garantizarse la seguridad del abastecimiento, una mayor integración de los sistemas eléctricos de los 27 podría reducir significativamente los precios e incrementar la eficiencia global reduciendo el coste del ajuste mutuo de la oferta y la demanda en cualquier momento dado.

⁴² 50 Mt según el Supuesto de Referencia PRIMES y 272 Mt según el Supuesto de Base PRIMES dado el precio más alto del CO₂.

⁴³ Los mapas muestran los márgenes de capacidad, es decir, la razón capacidad garantizada (excluidas las renovables variables / capacidad total (incluidas las renovables variables) frente a la demanda de electricidad pico, según la modernización de KEMA y el Imperial College de Londres para todos los miembros de la UE más Noruega y Suiza en 2020, sobre la base del Supuesto de Referencia PRIMES (fuente: KEMA e Imperial College, Londres).



Mapa 2: Capacidad garantizada frente a demanda pico en 2020, supuesto de referencia PRIMES



Mapa 3: Capacidad total frente a demanda pico en 2020, supuesto de referencia PRIMES

La evolución del comercio de electricidad a través de las fronteras se muestra en el Mapa 4 y el Mapa 5⁴⁴. Según el Supuesto de Referencia PRIMES, las actuales pautas generales de las exportaciones e importaciones de electricidad se mantendrán constantes probablemente hasta 2020 en la mayoría de los Estados miembros.



**Mapa 4: Situación neta de las importaciones/exportaciones en invierno (octubre a marzo) de 2020
Supuesto de Referencia PRIMES**



**Mapa 5: Situación neta de las importaciones/exportaciones en el verano (abril a septiembre) de 2020
Supuesto de Referencia PRIMES**

El resultado serán las siguientes necesidades de capacidad e interconexión entre los Estados miembros, basadas en la optimización de la red eléctrica europea existente como se describe en el plan nacional de desarrollo de la red piloto de ENTSO-E⁴⁵ (Mapa 6). Sin embargo, conviene señalar que estas necesidades se ha calculado a partir de hipótesis simplificadoras⁴⁶ y deben considerarse solo indicativas. Los resultados podrían diferir en una medida importante si el sistema de energía europeo se optimizara sobre la base de una red europea de

⁴⁴ Fuente: KEMA e Imperial College de Londres.

⁴⁵ <https://www.entsoe.eu/index.php?id=282>

⁴⁶ La modelización de la red llevada a cabo por el Imperial College de Londres y KEMA utiliza un enfoque de «centro de gravedad», según el cual la red eléctrica de cada uno de los Estados miembros aparece representada por un nodo único, hacia el cual y desde el cual se calcula la capacidad de transporte. El modelo de inversión asociado compara los costes de la expansión de la red entre los Estados miembros con los derivados de inversiones en capacidad de generación adicional, sobre la base de determinados supuestos de costes, y evalúa a partir de aquí el nivel de interconexión óptimo entre los Estados miembros desde el punto de vista de los costes.

nuevo diseño, plenamente integrada, en sustitución de las actuales redes eléctricas de concepción y objetivos nacionales.



Mapa 6: Necesidades de capacidad de interconexión en 2020 en MW⁴⁷, Supuesto de Referencia PRIMES (Fuente: KEMA, Imperial College de Londres)

3. CORREDORES PRIORITARIOS PARA LA ELECTRICIDAD, EL GAS Y EL PETRÓLEO

3.1 Preparación de la red eléctrica europea para 2020

3.1.1 Red marítima en los mares septentrionales

La segunda revisión estratégica del sector de la energía señaló la necesidad de una estrategia coordinada para el desarrollo de la red eléctrica marítima: « (...) *elaborar un plan rector para una red marítima en el Mar del Norte con el fin de interconectar las redes eléctricas nacionales de Europa Noroccidental y conectarles los numerosos proyectos de energía eólica marítima previstos.*»⁴⁸ En diciembre de 2009, nueve Estados miembros de la UE, junto con

⁴⁷ Por razones de claridad, no se muestran en el mapa las siguientes capacidades de interconexión:: Austria-Suiza (470 MW); Bélgica-Luxemburgo (1000 MW); Alemania-Luxemburgo (980 MW); Noruega-Alemania (1400 MW); Suiza -Austria (1200 MW).

⁴⁸ COM(2008) 781. La Comunicación subraya también que [el plan rector de la red marítima del mar del Norte (...)] se convertiría en uno de los componentes esenciales de una futura superred europea. En él se habrán de presentar las medidas previstas y el calendario para su realización, así como las medidas concretas que deban adoptarse. Su elaboración debería correr a cargo de los Estados miembros y las regiones interesadas, y la Comunidad facilitará su labor cuando sea necesario». En las Conclusiones del consejo de Energía del 19 de febrero de 2009, se aclaró que el plan rector cubriría el Mar del Norte (incluida la zona del Canal de la Mancha) y el Mar de Irlanda.

Noruega⁴⁹, suscribieron una declaración política que alumbró la Iniciativa de la Red Eléctrica Marítima de los Países de los Mares Septentrionales (North Seas Countries' Offshore Grid Initiative, NSCOGI) con el objetivo de coordinar el desarrollo de la energía eólica y la infraestructura marítima. Los nueve Estados miembros de la UE concentrarán aproximadamente el 90 % del total de desarrollo de la energía eólica marítima de la Unión Europea. Según la información que figura en sus planes de acción nacionales, se prevé una capacidad instalada de 38,2 GW (1,7 GW proceden de otras fuentes marinas de energía renovable) y una producción de 132 TWh en 2020⁵⁰. La energía eólica marítima podría representar el 18 % de la generación de electricidad renovable en estos nueve países.

La investigación aplicada muestra que la única forma de optimizar la planificación y el desarrollo de una infraestructura de red eléctrica marítima en los mares septentrionales es utilizar un enfoque resueltamente regional. La agrupación de parques eólicos interconectados puede convertirse en una buena solución comparada con la conexión radial de cada parque cuando aumenta la distancia a la costa y las instalaciones se concentran en una misma zona⁵¹. En los países donde se dan estas condiciones, como Alemania, los costes de conexión de los parques eólicos marítimos podrían reducirse hasta en un 30 %. En el conjunto de la zona del Mar del Norte, la reducción de costes podría alcanzar casi el 20 % en 2030⁵². Para que las reducciones de costes se hagan realidad, es absolutamente necesario un desarrollo más coordinado, mejor planificado y geográficamente más concentrado, que suponga una coordinación a través de las fronteras. Esto permitiría también gozar de las ventajas combinadas de la conexión de parques eólicos y las interconexiones transfronterizas⁵³, en caso de que la capacidad de conexión esté adecuadamente dimensionada y resulte en un beneficio neto positivo. El desarrollo mar adentro influirá poderosamente sobre la necesidad de reforzar y ampliar las redes terrestres, especialmente en Europa central y oriental, tal como se destaca

⁴⁹ Participan en la NSCOGI Bélgica, Países Bajos, Luxemburgo, Alemania, Francia, Dinamarca, Suecia, Reino Unido, Irlanda y Noruega.

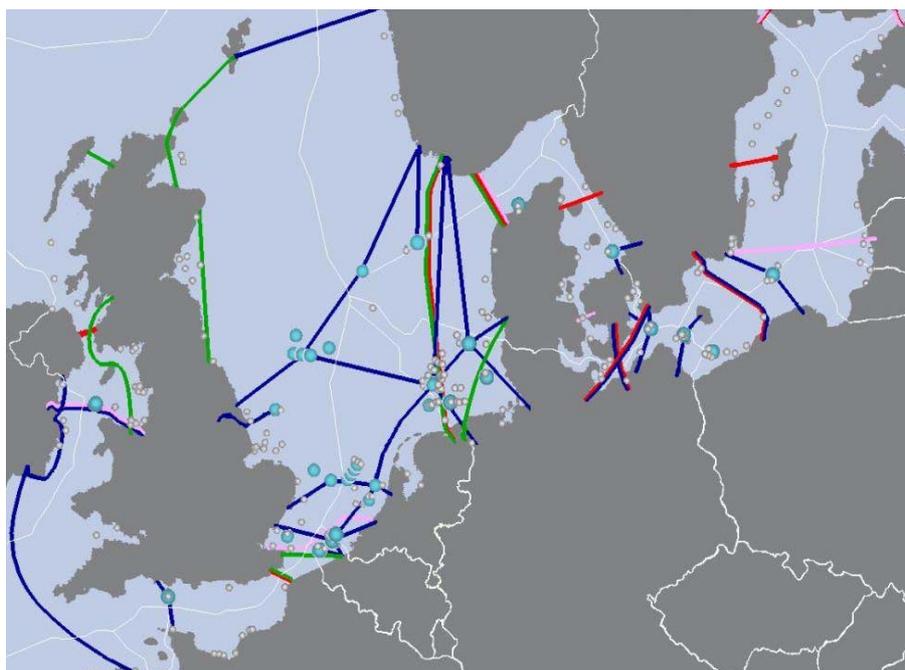
⁵⁰ Irlanda ha elaborado también un supuesto de base y otro más ambicioso en relación con las exportaciones. Según este último, las cifras serían respectivamente: más de 40 GW eólica marítima, 2,1 GW de otra generación marina de energía renovable, que producirían 139 TWh en 2020. Para el conjunto de la UE (teniendo en cuenta el supuesto de base para Irlanda), la capacidad eólica marítima instalada se estima en más de 42 GW en 2020, con una posible generación anual de electricidad superior a 137 TWh.

⁵¹ Sobre la base de un análisis de costes-beneficios, el estudio OffshoreGrid, llevado a cabo por 3E y otros socios, y financiado por el Programa Intelligent Energy Europe, establece que las conexiones radiales se justifican hasta una distancia de 50 km desde los puntos de conexión en tierra. Para distancias mayores (entre 50 y 150 km) desde el punto de conexión en tierra, la concentración de los parques eólicos es un factor determinante para los beneficios de la agrupación. Si la capacidad instalada se encuentra en un radio de 20 km (en algunos casos, 40 km) en torno al *hub*, y es del orden de la mayor calificación disponible de cables de corriente continua de alta tensión, una agrupación a través de una conexión con un *hub* es ventajosa. En distancias superiores a 150 km, los *hubs* de redes marítimas se consideran soluciones típicas. Para más información, se puede consultar www.offshoregrid.eu. Estos resultados parecen corroborarse en el nivel de los Estados miembros: las ventajas de la agrupación o de diseños de carácter modular se consideraron en los Países Bajos para la segunda fase del desarrollo eólico en el mar. Dado el pequeño tamaño de los parques y su escasa distancia a la costa, la evaluación, sin embargo, mostró que la agrupación no era la estrategia más rentable en esa fase.

⁵² Según el estudio OffshoreGrid, un importante desarrollo de la infraestructura de la red marítima costaría 32 000 millones de euros hasta 2020 y cerca de 90 000 millones de euros hasta 2030, considerando las conexiones radiales. De utilizarse las agrupaciones, el coste se reduciría a 75 000 millones de euros en 2030.

⁵³ El desarrollo integrado podría seguir dos factores impulsores principales. Si se desarrolla primero un interconector, los parques eólicos podían conectarse después. Si se desarrollan primero las conexiones con los parques eólicos, se podrían desarrollar después los interconectores entre los núcleos, en lugar de construir interconectores nuevos de costa a costa.

en la prioridad 3. El Mapa 7 ilustra el concepto de una posible red marítima, de acuerdo con el estudio OffshoreGrid⁵⁴.



Mapa 7: Ilustración de un posible concepto de red eléctrica marítima para los mares septentrionales y el Báltico («supuesto mixto» que muestra las líneas de transporte existentes (en rojo), planificadas (en verde) y bajo pedido (en rosa), así como las líneas adicionales necesarias (en azul) según los cálculos de OffshoreGrid)

Los planes de desarrollo de redes marítimas existentes en algunos Estados miembros muestran que, en buena parte, dicho desarrollo tendrá lugar a lo largo de los lindes de las aguas territoriales, e incluso a través de las fronteras marítimas, lo que plantea cuestiones de reglamentación y planificación de dimensión europea⁵⁵. Será necesario reforzar la red terrestre europea para transportar la electricidad a los grandes centros de consumo interiores. Sin embargo, el plan decenal de desarrollo de la red de ENTSO-E no incluye una adecuada evaluación de la infraestructura necesaria para conectar las futuras capacidades eólicas instaladas mar adentro. ENTSO-E se ha comprometido a abordar esta cuestión urgente más en detalle en la segunda edición de su plan decenal, que se publicará en 2012.

Los Estados miembros han adoptado o prevén adoptar diferentes enfoques en relación con el desarrollo de las redes eléctricas marítimas. En su mayoría (Alemania, Dinamarca, Francia, Suecia, Irlanda), han atribuido la ampliación marítima de su red terrestre a los gestores de sus redes de transporte nacionales. El Reino Unido ha elegido hasta ahora ofrecer a concurso por separado la conexión de cada nuevo parque eólico⁵⁶. En Bélgica y los Países Bajos, la implantación de las redes incumbe actualmente al promotor del parque eólico. Además, las legislaciones nacionales actuales fomentan exclusivamente las soluciones punto a punto que

⁵⁴ Work package D4.2 «Four Offshore Grid scenarios for the North and Baltic Sea» (Estudio OffshoreGrid julio de 2010). Para más información, consultar [http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr_pr100978_d4 %2020100728_final_secured.pdf](http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr_pr100978_d4%2020100728_final_secured.pdf).

⁵⁵ Es preciso desarrollar soluciones integradas que combinen las conexiones de las centrales eólicas mar adentro y las interconexiones comerciales con otro país, o las conexiones transfronterizas de una central eólica (instalada en las aguas territoriales de un país, pero conectada a la red de otro).

⁵⁶ Cualquier empresa puede participar en estas licitaciones, lo que crea un entorno competitivo para el desarrollo y explotación de la nueva red.

conectan los parques eólicos a un punto de entronque terrestre, con el fin de minimizar el coste de conexión de cada proyecto. La interconexión de parques eólicos mediante un *hub*, con la avanzada capacidad y riesgo tecnológico que supone, no está prevista en las actuales reglamentaciones nacionales. Por último, tampoco tiene lugar una optimización transfronteriza que pueda facilitar el comercio de electricidad entre dos o más Estados miembros.

De este modo se pierden las oportunidades que brinda una estrategia regional para un desarrollo integrado de la infraestructura marítima y terrestre, así como las sinergias con el comercio internacional de electricidad. Esto podría llevar a soluciones mejorables y que resultarán más costosas a largo plazo.

Otros desafíos para el desarrollo de las redes eléctricas marítimas se refieren a la concesión de licencias y el diseño del mercado. Como sucede con otros proyectos de infraestructuras, la tramitación de las autorizaciones está a menudo fragmentada incluso en el interior de un mismo país. Cuando un proyecto atraviesa el territorio de varios Estados miembros, esta fragmentación puede complicar considerablemente todo el proceso, y dilatar mucho los plazos de ejecución. Además, la insuficiente integración de los mercados eléctricos y la inadecuada adaptación de los regímenes de conexión y de los planes de apoyo nacionales a la generación de energías renovables en el mar, así como la ausencia de reglas de mercado adaptadas a sistemas de generación de electricidad basados en una mayor presencia de fuentes renovables variables, pueden impedir el desarrollo de los proyectos marítimos y de una auténtica red eléctrica marítima europea.

La planificación del desarrollo de capacidades de generación eólica y de la necesaria infraestructura de las redes marítimas y terrestres exige que se coordinen los Estados miembros, los reguladores nacionales, los gestores de las redes de transporte y la Comisión Europea. La ordenación del medio marino y la definición de zonas de desarrollo de energía eólica y oceánica pueden mejorar el desarrollo y facilitar las decisiones de inversión en este sector.

Recomendaciones

Los Estados miembros han creado una cooperación regional estructurada en el marco de la NSCOGI⁵⁷. Aunque su compromiso de desarrollar la red de manera coordinada es muy importante, éste debe materializarse en acciones concretas para que pueda convertirse en la principal fuerza impulsora del desarrollo de una red marítima de transporte de electricidad en los mares septentrionales. De acuerdo con la estrategia presentada en la Comunicación, la iniciativa debe crear una estructura de trabajo con una adecuada participación de los interesados y elaborar un plan de acción con calendario y objetivos concretos en relación con la configuración e integración de la red, las cuestiones reglamentarias y de mercado y los procedimientos de planificación y concesión de licencias.

Orientados por la NSCOGI, los gestores de las redes de transporte nacionales y ENTSO-E deben preparar diferentes opciones sobre la configuración de sus redes en su próximo plan decenal de desarrollo. En las opciones de diseño se han de considerar los aspectos de planificación, construcción y explotación, los costes asociados a la infraestructura y los

⁵⁷ La NSCOGI tiene un enfoque regional, está impulsada por los Estados miembros participantes y se basa en los trabajos actuales y otras iniciativas. Sus miembros pretenden acordar un plan de trabajo estratégico mediante un memorándum de entendimiento que deberá firmarse antes de que finalice 2010.

beneficios y desventajas de las diferentes posibilidades. Los GRT deben especialmente revisar sus planes de desarrollo de parques eólicos a fin de determinar las posibilidades de conectar éstos entre sí y realizar otras interconexiones destinadas al comercio de electricidad, teniendo también en cuenta el posible futuro desarrollo de este tipo de energía. En cuanto a los reguladores, deben considerar las estrategias generales de desarrollo y los beneficios regionales y a largo plazo cuando concedan las licencias para la instalación de nuevas líneas de transporte de electricidad en el mar. Se deben examinar las opciones para modificar el marco regulador y hacerlo compatible, en aspectos como, por ejemplo, la explotación de instalaciones de transporte de electricidad en el mar, el acceso al transporte y la tarificación de éste, las normas de compensación y los servicios auxiliares.

3.1.2 Interconexiones en el sudoeste de Europa

Francia, Italia, Portugal y España serán el escenario de un importante desarrollo de las capacidades de generación de electricidad renovable de carácter variable en el próximo decenio. Al mismo tiempo, la Península Ibérica es casi una isla eléctrica. La capacidad de las interconexiones entre Francia y España parece ya hoy insuficiente, con solamente cuatro líneas (2 de 220 kV y 2 de 400 kV) entre esos países, la última de las cuales fue construida en 1982. Todas sufren continuas congestiones⁵⁸. En 2014 deberá estar lista una nueva línea de 400 kV en los Pirineos orientales, que incrementará la capacidad de interconexión desde 1 400 MW hasta aproximadamente 2 800 MW, aunque persistirá un cierto nivel de congestión⁵⁹.

Por añadidura, estos países desempeñan una función crucial en la conexión con el norte de África, que podría adquirir una importancia creciente debido al enorme potencial de ese continente en la generación de energía solar.

En 2020, aproximadamente 10 GW procedentes de energías renovables podrían generarse en los países del este y el sur del Mediterráneo, con una proporción de casi un 60 % de capacidad solar y un 40 % de capacidad eólica⁶⁰. Sin embargo, actualmente sólo existe una interconexión entre los continentes africano y europeo (Marruecos-España), con una capacidad de aproximadamente 1 400 MW, que podría incrementarse hasta 2 100 MW en los próximos años. Por otra parte, está en fase de planificación una línea submarina de corriente continua de 1 000 MW entre Túnez e Italia, que deberá entrar en servicio en 2017. El uso de las interconexiones existentes y nuevas creará nuevos retos a medio plazo (después de 2020) en cuanto a su compatibilidad con la evolución de la red europea y la red del norte de África, en lo que respecta tanto a la capacidad como al correspondiente marco regulador. Cualquier interconexión adicional deberá estar acompañada por medidas de prevención del riesgo de incremento de las fugas de carbono a través de las importaciones de electricidad.

Recomendaciones

⁵⁸ Plan decenal de desarrollo de la red piloto ENTSO-E.

⁵⁹ Durante el procedimiento de fusión para la adquisición de Hidrocantábrico en 2002, EDF-RTE y EDF habían ofrecido incrementar la capacidad de interconexión comercial, situada entonces en 1 100 MW, en un mínimo de 2 700 MW (Asunto COMP/M.2684 - EnBW / EDP / CAJASTUR / HIDROCANTÁBRICO –decisión del 19 de marzo de 2002).

⁶⁰ «Study on the Financing of Renewable Energy Investment in the Southern and Eastern Mediterranean Region», Proyecto de informe final de MWH, agosto de 2010. Los países incluidos en este estudio son Argelia, Egipto, Israel, Jordania, Líbano, Marruecos, Siria, Túnez, Cisjordania/Gaza.

Para garantizar la adecuada integración de la capacidad, en particular la procedente de energías renovables, en Europa sudoccidental, así como su transporte a otras zonas del continente, son necesarias las siguientes actuaciones clave de aquí a 2020:

- Un desarrollo adecuado de las interconexiones en la región y la adaptación de las redes nacionales existentes a los nuevos proyectos. En 2020 será necesaria una capacidad de interconexión de al menos 4 000 MW entre la Península Ibérica y Francia. Los proyectos correspondientes deberán prestar la máxima atención a la aceptación pública y la consulta de todas las partes interesadas.
- En cuanto a las conexiones con terceros países, desarrollo de las conexiones de Italia con los países de la Comunidad de la Energía (en particular, Montenegro, pero también Albania y Croacia), realización de la interconexión Túnez-Italia, expansión del interconector España-Marruecos, refuerzo, allí donde sea necesario, de las interconexiones sur-sur en los países vecinos del norte de África (incluidas actuaciones relativas a la gestión eficiente de esas infraestructuras) y estudios preparatorios para otras interconexiones norte-sur adicionales que deberán desarrollarse con posterioridad a 2020.

3.1.3 Conexiones en Europa central y oriental y Europa sudoriental

La conexión de la nueva electricidad generada constituye un importante reto para Europa central y oriental. Por ejemplo, en Polonia sólo se prevén aproximadamente 3,5 GW hasta 2015, y 8 GW hasta 2020⁶¹.

Al mismo tiempo, los patrones de los flujos de electricidad han cambiado significativamente en Alemania en los últimos tiempos. La capacidad de energía eólica terrestre, que totalizaba cerca de 25 GW a fines de 2009, y el desarrollo marítimo, junto con las nuevas centrales eléctricas convencionales, se concentran en el norte y nordeste del país; sin embargo, la demanda aumenta sobre todo en el sur, con lo que se incrementan las distancias entre la generación y los centros de carga y equipos de compensación (por ejemplo, las instalaciones de almacenamiento por bombeo). Por lo tanto, hacen falta enormes capacidades de transporte norte-sur, que tengan plenamente en cuenta el desarrollo de la red eléctrica de los mares septentrionales a que se refiere la prioridad 3.1.1. Dado el efecto de las actuales insuficiencias de interconexión con las redes vecinas, especialmente en Europa oriental, es vital un enfoque regional coordinado.

En Europa sudoriental, la red de transporte eléctrico es bastante limitada en comparación con el resto del continente. Al mismo tiempo, toda la región (incluidos los países de la Comunidad de la Energía) posee un gran potencial de generación hidroeléctrica. Es necesario aumentar la capacidad de conexión e interconexión de la nueva electricidad generada para incrementar los flujos entre los países de Europa sudoriental y central. La ampliación de la zona sincrónica desde Grecia (y posteriormente Bulgaria) hasta Turquía creará necesidades suplementarias de refuerzo de las redes de esos países. Dado que Ucrania y la República de Moldavia han expresado ya su interés por participar en las redes eléctricas interconectadas de Europa continental, deberán estudiarse nuevas ampliaciones a largo plazo.

Recomendaciones

⁶¹ Plan decenal de desarrollo de la red piloto ENTSO-E

Para garantizar la adecuada conexión y transporte de la electricidad generada, especialmente en el norte de Alemania, y una mejor integración de las redes eléctricas de Europa sudoriental, son necesarias las siguientes actuaciones clave hasta 2020, las cuales deberán recibir el apoyo, en particular, de los países de Europa central y oriental, quienes podrán ampliar la cooperación que actualmente practican en el sector del gas.

- Desarrollo de interconexiones adecuadas, especialmente con Alemania y Polonia, a fin de conectar las nuevas capacidades de generación, incluida la generación a partir de fuentes renovables en el Mar del Norte o sus inmediaciones, a los centros de demanda del sur de Alemania y a las centrales de almacenamiento por bombeo que se crearán en Austria y Suiza, y también para acoger la electricidad de nueva generación de los países orientales. Serán importantes las nuevas líneas de interconexión entre Alemania y Polonia, una vez se hayan desarrollado las interconexiones con los Estados bálticos (en particular, entre Polonia y Lituania, véase a continuación). Como consecuencia del crecimiento de los flujos paralelos norte-sur, hará falta aumentar la capacidad transfronteriza entre Eslovaquia, Hungría y Austria a medio plazo (después de 2020). Será necesario aliviar internamente la congestión mediante las pertinentes inversiones a fin de incrementar la capacidad transfronteriza en Europa central.
- Incremento de las capacidades de transferencia entre los países de Europa sudoriental, incluidos los signatarios del Tratado de la Comunidad de la Energía, para contribuir a la integración del mercado, con vistas a promover una mayor incorporación de dichos países a los mercados de electricidad de Europa central.

Esta cooperación deberá enmarcarse en la que los países de Europa central y oriental ya practican en el sector del gas.

3.1.4 Finalización del Plan de interconexión del mercado báltico de la energía: electricidad

En octubre de 2008, tras el acuerdo de los Estados miembros de la región del mar Báltico, se creó un Grupo de Alto Nivel de Interconexiones Bálticas presidido por la Comisión. Participan en ese Grupo Dinamarca, Estonia, Finlandia, Alemania, Letonia, Lituania, Polonia, Suecia y, en calidad de observadora, Noruega. El Grupo de Alto Nivel elaboró en junio de 2009 el Plan de Integración del Mercado Báltico de la Energía (BEMIP), un amplio programa de acción sobre interconexión energética y mejora del mercado en la región del Báltico en los ámbitos de la electricidad y del gas. El principal objetivo es terminar con el relativo «aislamiento energético» de los Estados bálticos e integrarlos en el mercado energético de la UE. El BEMIP supone un importante ejemplo de éxito de la cooperación regional. La experiencia adquirida se tendrá en cuenta para otras estructuras de cooperación regionales.

Para que las inversiones resultaran viables y atractivas fue necesario eliminar los obstáculos al mercado interior. Ello supuso alinear los marcos reguladores para poder calcular equitativamente la imputación de costes y beneficios, impulsando el principio de que «el beneficiario paga». El Programa Energético Europeo para la Recuperación contribuyó de manera importante a la ejecución de los proyectos de infraestructura en los plazos previstos. Este Programa proporcionaba un incentivo para llegar a acuerdos rápidamente sobre las cuestiones pendientes. La Estrategia para la Región del Mar Báltico de la UE ha aportado también un marco más amplio para las prioridades relacionadas con las infraestructuras energéticas. La estrategia propuso ya un marco para concentrar la financiación procedente, entre otros orígenes, de los Fondos Estructurales, en las áreas consideradas prioritarias.

Son varios los factores que han permitido que las partes interesadas del mar Báltico consideren esta iniciativa un éxito: 1) el apoyo político recibido por la iniciativa, sus proyectos y actuaciones; 2) la participación a alto nivel de la Comisión como facilitadora, e incluso como elemento impulsor; 3) la participación de todas las partes interesadas de la región desde el nacimiento del proyecto hasta la ejecución (ministerios, reguladores y gestores de redes de transporte) en la aplicación de las prioridades infraestructurales definidas.

A pesar de los avances logrados, son necesarios nuevos esfuerzos para la plena aplicación del BEMIP: hace falta un seguimiento permanente del Plan por parte de la Comisión y el Grupo de Alto Nivel para mantener las actuaciones y calendarios acordados.

En particular, es necesario dar apoyo a los proyectos transfronterizos esenciales, pero también más complejos, como el LitPolLink entre Polonia y Lituania, fundamental para la integración del mercado báltico en la UE, y para el que se ha designado un coordinador comunitario.

3.2 Abastecimiento diversificado hacia una red gasística de la UE plenamente interconectada y flexible

3.2.1 Corredor Meridional

El aumento de la dependencia de Europa respecto de los combustibles importados es evidente en el sector gasístico. El Corredor Meridional sería – tras el Corredor Septentrional desde Noruega, el Corredor Oriental desde Rusia, el Corredor Mediterráneo desde África, además del GNL – el cuarto gran eje para la diversificación del abastecimiento del gas en Europa. La diversificación de las fuentes suele mejorar la competencia, contribuyendo al desarrollo del mercado. Al mismo tiempo, incrementa la seguridad del abastecimiento: como se pudo comprobar en la crisis del gas de enero de 2009, los países más gravemente afectados fueron los que dependían de una sola fuente de importación. Sin embargo, la actitud defensiva de los productores de gas y los agentes históricos de los mercados monopolísticos dificultan a menudo la diversificación. La ejecución del Corredor Meridional precisa una extensa cooperación entre varios Estados miembros y a nivel europeo, ya que ningún país por sí solo necesita incrementar sus volúmenes de gas (nuevo gas) en una medida suficiente para justificar la inversión en una infraestructura de gasoductos. Por lo tanto, la Unión Europea debe intervenir para promover la diversificación y servir al bien público de la seguridad del abastecimiento, reuniendo a los Estados miembros y a las empresas necesarios para alcanzar una masa crítica. Este es el principio subyacente de la estrategia del Corredor Meridional del gas de la Unión Europea. Su importancia aparece subrayada en la segunda Revisión estratégica de la energía presentada por la Comisión en noviembre de 2008, que fue refrendada por el Consejo Europeo en marzo del año siguiente.

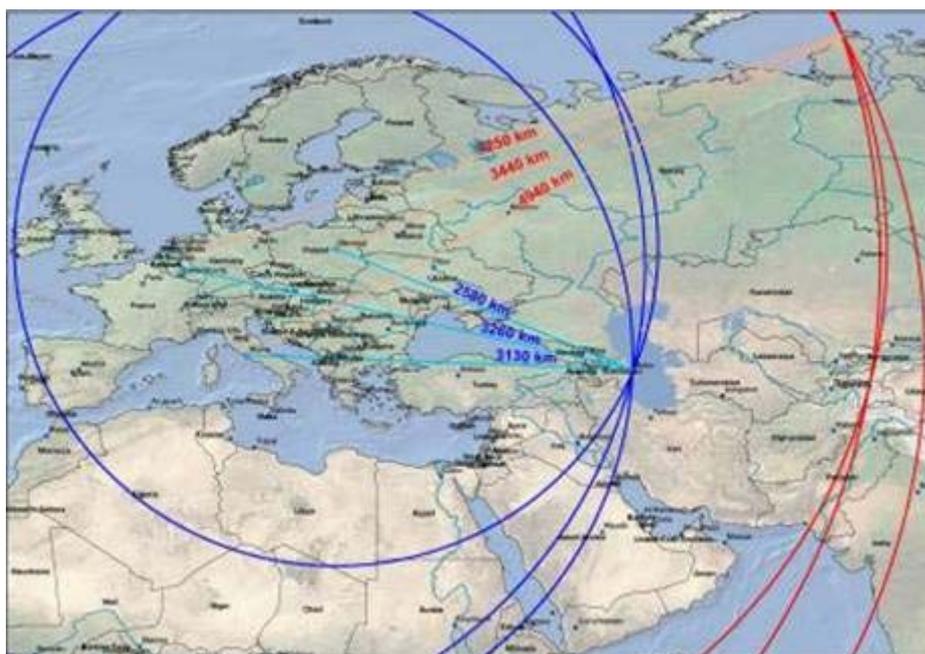
El objetivo del Corredor Meridional es unir directamente el mercado del gas de la UE al mayor depósito de gas del mundo (la cuenca del Caspio/Oriente Próximo), con unas reservas estimadas de 90,6 billones de metros cúbicos (bmc) (en comparación, las reservas probadas rusas ascienden a 44,2 bmc⁶²). Por añadidura, estos yacimientos se encuentran incluso más próximos geográficamente que los principales yacimientos rusos (Mapa 8).

Los proveedores potenciales clave son Azerbaiyán, Turkmenistán e Irak; no obstante, si lo permiten las condiciones políticas, el suministro procedente de otros países de la región podría representar una significativa fuente de abastecimiento adicional para la UE. El país

⁶² BP: Statistical Review of World Energy, junio de 2009

clave para el tránsito del gas es Turquía, aunque existen otras rutas a través del Mar Negro y el Mediterráneo oriental. El objetivo estratégico del Corredor es alcanzar una ruta de suministro a la UE que suponga aproximadamente el 10 %-20 % de la demanda de gas en 2020, lo que equivale aproximadamente a 45 000-90 000 millones de metros cúbicos de gas anuales.

El objetivo operacional para el desarrollo de la estrategia del Corredor Meridional es que la Comisión y los Estados miembros trabajen con los países productores de gas, así como con aquellos que ocupan un lugar clave en el transporte de hidrocarburos hacia la UE, con el objetivo común de alcanzar rápidamente compromisos firmes para el suministro de gas y la construcción de las infraestructuras de transporte (gasoductos, expedición de gas natural licuado/comprimido) necesarias en todas las fases de su desarrollo.



Mapa 8: Comparación de las distancias de los principales suministros de gas oriental a los principales centros de consumo de la UE

El principal reto para el éxito del Corredor Meridional es asegurarse de que todos sus elementos (recursos gasísticos, infraestructura de transporte y acuerdos subyacentes) están disponibles en el momento oportuno y en medida suficiente. Hasta ahora se han realizado importantes avances hacia ese objetivo. Con el apoyo financiero de la Comisión (programas PEER y/o RTE-E) y un gran esfuerzo de las compañías explotadoras de los gasoductos, existen ya proyectos concretos de transporte, como Nabucco, ITGI, TAP y White Stream, en fase de desarrollo, y se están estudiando otras posibles opciones. Nabucco, así como Poseidon, el interconector submarino Italia-Grecia, que forma parte del ITGI, han recibido una exención parcial del acceso de terceros (la llamada «exención del artículo 22»). Además, el Acuerdo Intergubernamental Nabucco, suscrito en julio de 2009, ha aportado a este proyecto seguridad jurídica en relación con el transporte de gas a través de Turquía y supone un precedente para una futura ampliación de los regímenes de transporte.

El desafío clave para el futuro es garantizar que los países productores de gas están preparados para exportar directamente a Europa, lo que para ellos a menudo puede implicar aceptar un alto riesgo político vinculado a su situación geopolítica. La Comisión, en cooperación con los Estados miembros participantes en el Corredor Meridional, necesita

seguir insistiendo en su compromiso de construir relaciones a largo plazo con los países productores de gas de la región y ofrecerles un vínculo más sólido con la UE.

Los componentes del gasoducto del Corredor Meridional se refuerzan también con la preparación de opciones para la entrega de importantes cantidades adicionales de gas natural licuado a Europa, en particular desde Oriente Próximo (Golfo Pérsico y Egipto). En una primera fase, se desarrollarán puntos de recepción de GNL en Europa (y la conexión de éstos a la red general). Además, se espera impulsar gradualmente la cooperación con los países productores en el ámbito del desarrollo de políticas energéticas y planes de inversión a largo plazo en relación con el GNL.

3.2.2 *Interconexiones gasísticas norte-sur en Europa oriental*

El concepto estratégico de la interconexión de gas natural norte-sur es unir la zona del mar Báltico (incluida Polonia) con los mares Adriático y Egeo, hasta llegar al Mar Negro, lo cual afecta a varios Estados miembros de la UE (Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Rumania y posiblemente Austria) y Croacia. Esto otorgaría a toda la región de Europa central y oriental una flexibilidad general que haría posible crear un mercado interior fuerte y eficaz y promover la competencia. A largo plazo, el proceso de integración debe ampliarse a los países de la Comunidad de la Energía no pertenecientes a la UE. Un mercado integrado aportaría la necesaria seguridad de la demanda⁶³ y atraería a los suministradores hacia las infraestructuras de importación nuevas y existentes, como las nuevas centrales de regasificación de GNL y los proyectos del Corredor Meridional. De este modo, la región de Europa central y oriental se haría menos vulnerable a una interrupción del suministro a través de la ruta Rusia/Ucrania/Belarús.

En la región de Europa central y oriental existe un solo gran proveedor; las redes actuales, caracterizadas por su carácter lineal (de este a oeste) y su aislamiento son una herencia del pasado. Aunque el gas importado de Rusia constituye el 18 % del consumo de EU-15, en los nuevos Estados miembros esa proporción aumenta al 60 % (2008). Las entregas de Gazprom suponen la inmensa mayoría de las importaciones de gas de la región (Polonia: 70 %, Eslovaquia: 100 %, Hungría: 80 %, algunos países de los Balcanes occidentales: 100 %).

Debido, entre otras cosas, al carácter monopolístico y aislado de los mercados y a su pequeña dimensión, a los contratos de suministro a largo plazo y a las deficiencias en materia de regulación, la región no resulta atractiva para inversores o productores. La falta de coordinación reglamentaria y la ausencia de un enfoque común en relación con las interconexiones necesarias, ponen en peligro las nuevas inversiones y dificultan la entrada de nuevos competidores. Por añadidura, la seguridad del abastecimiento constituye un motivo de preocupación y las inversiones necesarias para aplicar las disposiciones en materia de infraestructura del Reglamento sobre seguridad del abastecimiento de gas se concentran en esta región. Por último, una parte considerable de la población gasta una proporción relativamente alta de su renta en energía, lo que genera un fenómeno de pobreza energética.

⁶³ La demanda neta de importaciones en el mercado más grande (Hungría) de los 8 países ascendió a 8,56 Mtep en 2007 (Eurostat), mientras que la demanda de los otros siete mercados tomados conjuntamente se situó en 41 Mtep, frente a unas importaciones alemanas de aproximadamente 62 Mtep.

La declaración del Grupo de Visegrad ampliado ⁶⁴ contiene un compromiso claro dentro de la región para hacer frente a estos retos. Sobre la base de la experiencia del BEMIP y el trabajo realizado por los firmantes de la Declaración, el Grupo de Alto Nivel propuesto en la Comunicación debe aportar un amplio plan de acción para construir las interconexiones y ultimar la integración del mercado. El Grupo debe estar asistido por grupos de trabajo dedicados a proyectos concretos, accesos a la red y tarifas. Los trabajos deberán incluir las experiencias adquiridas gracias a la iniciativa NETS, el Nuevo Sistema de Transporte Europeo⁶⁵.

3.2.3 Finalización del Plan de Interconexión del Mercado Báltico de la Energía: gas

Aunque la ejecución de los proyectos eléctricos en el marco del BEMIP está bastante avanzada, en el caso del gas se ha progresado poco desde que los Jefes de Estado y de Gobierno de los ocho Estados miembros de la UE y el Presidente Barroso suscribieran el Plan de Acción en junio de 2009. El Grupo de Alto Nivel sólo ha conseguido definir una larga lista de proyectos cuyos costes de inversión son demasiado elevados para el tamaño de los mercados del gas de la región. No se ha acordado ninguna actuación en el ámbito del mercado interior. El sector del gas es actualmente objeto de intensos trabajos del BEMIP en dos áreas: el Báltico oriental y el Báltico occidental.

La región del Báltico occidental (Lituania, Letonia, Estonia y Finlandia) precisa una actuación urgente para garantizar la seguridad del suministro mediante la conexión con el resto de la UE. Al mismo tiempo, Finlandia, Estonia y Letonia gozan de exenciones a la norma de apertura del mercado con arreglo al tercer paquete del mercado interior en tanto sus mercados permanezcan aislados. La exención finalizará cuando su infraestructura se integre con el resto de la UE, por ejemplo, a través de la interconexión gasística Lituania-Polonia. Aunque el consumo anual de gas de los tres Estados bálticos y Finlandia totaliza solamente 10 000 millones de metros cúbicos, la totalidad del gas consumido procede de Rusia. En porcentaje del suministro total de energía primaria, el gas ruso supone el 13 % en el caso de Finlandia, el 15 % en el de Estonia y aproximadamente el 30 % en los de Letonia y Lituania, mientras que la media comunitaria se sitúa en torno al 6,5 %. El proveedor principal tiene también intereses accionariales importantes en los operadores de las redes de transporte de esos cuatro países. Por añadidura, Polonia depende también en gran medida del gas ruso. Por lo tanto, existe un escaso interés comercial por invertir en nuevas infraestructuras. Se ha acordado una infraestructura mínima necesaria, y se ha producido un importante avance en este ámbito gracias al actual diálogo – que cuenta con el apoyo político de las dos partes – entre las empresas de la conexión gasística polaco-lituana. También se están celebrando discusiones sobre una terminal regional de gas natural licuado en el seno de un grupo operativo sobre el GNL.

En el Báltico occidental, el objetivo del grupo operativo es encontrar el modo de sustituir los suministros de los yacimientos de gas daneses, que empezarán a agotarse en 2015, y mejorar

⁶⁴ Véase la Declaración de la cumbre de seguridad energética V4+ de Budapest del 24 de febrero de 2010 (<http://www.visegradgroup.eu/>). Los países V4+ a efectos de la Declaración son los siguientes: República Checa, República de Hungría, República Eslovaca y República de Polonia (en calidad de Estados miembros del Grupo de Visegrad), República de Austria, Bosnia Herzegovina, República de Bulgaria, República de Croacia, República de Serbia, República de Eslovenia y Rumania.

⁶⁵ El Nuevo Sistema de Transporte Europeo (NETS) tiene por objetivo facilitar el desarrollo de un mercado regional del gas competitivo, eficiente y líquido, que mejore también la seguridad del abastecimiento, creando una plataforma de infraestructuras unificada para incrementar el nivel de cooperación/integración entre los ORT regionales.

la seguridad del abastecimiento en Dinamarca, Suecia y Polonia. A fines de 2010 se presentará un plan de acción. Los dos grupos operativos se ocupan también de los obstáculos reglamentarios y el establecimiento de principios comunes que permitan la realización de inversiones regionales.

La cooperación regional, que constituye un aspecto clave, debe mantener su intensidad y orientarse a los siguientes proyectos: PL-LT, terminal regional de GNL, y conexión por gasoducto entre Noruega y Dinamarca, y posiblemente, entre Suecia y Polonia. Los objetivos de apertura del mercado y mejora de la seguridad del abastecimiento de gas podrán realizarse de manera más rentable a escala regional y nacional. Los Estados miembros están solicitando continuamente el apoyo de la Comisión para orientar el proceso BEMIP. Por último, se deben encontrar soluciones para romper el círculo vicioso «a falta de mercado, no hay incentivos para invertir en infraestructuras, y sin infraestructuras, no se desarrolla el mercado».

3.2.4 El Corredor Norte-Sur en Europa occidental

El concepto estratégico de las interconexiones de gas natural norte-sur en Europa occidental, es decir, desde la Península Ibérica e Italia al noroeste de Europa, es interconectar mejor la zona mediterránea, y por tanto el suministro procedente de África, con el Corredor Septentrional, por el que fluye el gas procedente de Noruega y Rusia. Siguen existiendo estrangulamientos infraestructurales en el mercado interior que impiden al gas circular libremente por la región, por ejemplo, el bajo nivel de interconexión con la Península Ibérica, que impide utilizar de manera óptima la infraestructura de importación de gas ibérica, bien desarrollada. El eje España-Francia se considera una prioridad desde hace más de 10 años, pero sigue sin finalizarse. Sin embargo, en los últimos años se han realizado algunos avances, gracias a una mejor coordinación de los marcos reguladores nacionales – considerados también prioritarios por la Iniciativa Regional del Gas del Sudoeste – y la participación activa de la Comisión Europea. Otra muestra del imperfecto funcionamiento del mercado y la falta de interconectores son los precios que se aplican en el mercado mayorista italiano, sistemáticamente más elevados que en su entorno.

Al mismo tiempo, si bien se prevé un importante desarrollo de la electricidad procedente de fuentes variables en este corredor, es necesario mejorar la entregabilidad general a corto plazo del sistema de gas para responder a los nuevos retos de flexibilidad que deben superarse para equilibrar el suministro de electricidad.

Es necesario determinar los principales estrangulamientos de la infraestructura que impiden el correcto funcionamiento del mercado interior y la competencia, y las partes interesadas, los Estados miembros, los reguladores nacionales y los GRT deben trabajar juntos para facilitar su aplicación. En segundo lugar, un análisis integrado del sistema de electricidad y gas – teniendo en cuenta los aspectos de la generación y el transporte – deberá permitir evaluar las necesidades de flexibilidad del suministro y la definición de proyectos orientados a proporcionar energía de respaldo para la generación variable de electricidad.

3.3 Garantizar la seguridad del abastecimiento de petróleo

Contrariamente al gas y la electricidad, el transporte de petróleo no está regulado. Esto significa que no existe una normativa, por ejemplo, sobre tasas de rendimiento o acceso de terceros para las nuevas inversiones en infraestructura. Las compañías petrolíferas son las principales responsables de garantizar la continuidad del abastecimiento. Sin embargo, hay

algunos aspectos, sobre todo en relación con el libre acceso (Belarús, Croacia y Ucrania, en particular), que no pueden abordarse con medios comerciales y precisan atención política.

La red de oleoductos de crudo de Europa oriental (extensión del oleoducto de Druzhba) fue proyectada y construida durante la guerra fría y, en aquella época, ningún oleoducto la unía a la red occidental. Como resultado, las conexiones entre la red de oleoductos de Europa occidental y las infraestructuras del este son insuficientes. Así, las posibilidades de abastecimiento de crudo o productos petrolíferos desde los Estados miembros occidentales hacia Europa central y oriental son limitadas. Si se produjese una interrupción duradera del suministro en el sistema del Druzhba (capacidad utilizada actualmente: 64 millones de toneladas/año) se registraría un gran incremento del tráfico de petroleros en la zona medioambientalmente sensible del Báltico⁶⁶, en el Mar Negro y en los Estrechos Turcos, muy transitados⁶⁷, lo que incrementaría el riesgo de accidentes y vertidos. Por lo que respecta a la refinería lituana de Mažeikiai⁶⁸ el abastecimiento alternativo precisa el transporte por mar de entre 5,5 y 9,5 millones de toneladas al año aproximadamente a través del Mar Negro hasta la terminal letona de Butinge.

Según un estudio reciente⁶⁹, las posibles respuestas a las interrupciones del abastecimiento serían: 1) la creación de un oleoducto Schwechat-Bratislava entre Austria y Eslovaquia; 2) la mejora del oleoducto Adria (que une la terminal petrolífera de Omisalj oil en la costa adriática de Croacia con Hungría y Eslovaquia); y 3) la mejora del oleoducto Odesa-Brody en Ucrania (que conecta la terminal petrolífera del Mar del Norte con la rama meridional del oleoducto de Druzhba en Brody) y su extensión prevista a Polonia (Brody-Adamowo). Estas rutas suponen una capacidad alternativa de abastecimiento situada entre 1,2 y 1,8 millones de barriles diarios.

Por las razones indicadas, es prioritario dar apoyo político a la movilización de inversiones privadas en posibles infraestructuras alternativas, a fin de garantizar la seguridad del abastecimiento de petróleo en beneficio de los países de la UE que carecen de litoral, pero también para reducir el transporte de petróleo por mar, disminuyendo así los riesgos medioambientales. Esto no requiere necesariamente la construcción de una nueva infraestructura de oleoductos. La eliminación de los estrangulamientos de capacidad y/o el desarrollo de posibilidades de contraflujo pueden contribuir también a la seguridad del abastecimiento.

⁶⁶ El Mar Báltico es una de las zonas marítimas más transitadas del mundo, y representa más del 15 % del transporte mundial de carga (3500-5000 buques al mes). Aproximadamente el 17-25 % de dichos buques son petroleros que transportan cerca de 170 millones de toneladas de petróleo al año.

⁶⁷ Los Estrechos Turcos comprenden el Bósforo y los Dardanelos, y comunican el Mar Negro con el Egeo, a través del mar de Mármara. En su punto más estrecho tienen una anchura inferior a 1 km, y constituyen una de las vías de navegación más difíciles y peligrosas del mundo, debido a lo sinuoso de su geografía y a la alta densidad de tráfico (50 000 buques, incluidos 5 500 petroleros al año).

⁶⁸ En 2006, al observar algunas fugas en el oleoducto de Druzhba, Transneft, el explotador ruso del oleoducto, interrumpió las entregas de crudo a la refinería lituana de Mažeikiai, la única de los Estados bálticos. Desde entonces, este segmento del oleoducto permanece cerrado.

⁶⁹ «Technical Aspects of Variable Use of Oil Pipelines coming into the EU from Third Countries», estudio de ILF y Purvin & Gertz para la Comisión Europea, 2010.

3.4 Despliegue de las redes eléctricas inteligentes

Las redes inteligentes⁷⁰ son las que pueden integrar de manera rentable el comportamiento y las acciones de todos los usuarios que se conectan a ellas. Esas redes están cambiando el modo en que se explota la red eléctrica desde los puntos de vista del transporte y la distribución, y reestructurando las actuales tendencias de generación y consumo. A través de la integración de la tecnología digital y los sistemas de comunicación bidireccional, las redes inteligentes crean una interacción directa entre los consumidores, los otros usuarios de la red y los proveedores de energía. Permiten a los consumidores controlar y gestionar directamente de manera individual sus patrones de consumo, en especial cuando se combinan con tarifas moduladas en el tiempo, proporcionando un fuerte incentivo para utilizar eficientemente la energía. Permiten a las compañías eléctricas mejorar y focalizar la gestión de sus redes, incrementar la seguridad de estas y reducir sus costes. Las tecnologías de redes inteligentes son necesarias para avanzar de manera eficaz respecto de los costes hacia un sistema eléctrico descarbonizado, que permitirá la gestión de enormes cantidades de energía renovable generada en tierra y en el mar, conservando la disponibilidad de la generación eléctrica convencional y la idoneidad de los sistemas eléctricos. Por último, las tecnologías de redes inteligentes, incluidos los contadores inteligentes, mejoran el funcionamiento de los mercados al por menor, ofreciendo una auténtica posibilidad de elección a los consumidores, ya que permiten a las compañías eléctricas, así como a las empresas de las tecnologías de información y la comunicación, crear servicios energéticos nuevos e innovadores.

Numerosos países han desarrollado proyectos de redes inteligentes, incluida la implantación de contadores inteligentes. Es el caso de Austria, Bélgica, Francia, Dinamarca, Alemania, Finlandia, Italia, los Países Bajos, Portugal, Suecia, España y el Reino Unido⁷¹. En Italia y Suecia, casi todos los consumidores disponen ya de contadores inteligentes.

El estudio Bio Intelligence 2008⁷² ha llegado a la conclusión de que las redes inteligentes podrían suponer un ahorro del consumo primario de energía del sector energético en la UE de casi el 9 %, lo que equivale a 148 TWh de electricidad, un ahorro de casi 7 500 millones de euros al año (a precios medios de 2010). Las estimaciones del sector sobre consumo individual apuntan a que cada hogar podría ahorrar un 9 % de electricidad y un 14 % de gas, lo que supone unas economías de aproximadamente 200 euros/año⁷³.

La Comisión fomenta el desarrollo y el despliegue de las redes inteligentes facilitando apoyo financiero a la I+D. La Iniciativa Europea sobre la Red Eléctrica (EEGI), puesta en marcha en junio de 2010, ha sido elaborada por un equipo de operadores de transporte y distribución de electricidad con apoyo de la Comisión, y se centra en el desarrollo tecnológico de las redes

⁷⁰ ERGEG y el Grupo Europeo para la Redes Inteligentes definen la red inteligente como aquella que puede integrar de manera rentable el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados – empresas de generación de electricidad, consumidores y agentes que desempeñan ambos papeles – con el fin de brindar sistemas eléctricos económicamente eficientes y sostenibles, con pocas pérdidas y un alto nivel de calidad, garantía de abastecimiento y seguridad. Véase para más información http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm.

⁷¹ Un informe de ERGEG, presentado y divulgado en septiembre de 2009 en el Foro de Energía de los Ciudadanos que se celebra anualmente en Londres, ofrece la visión más actualizada y completa sobre la implantación de los contadores inteligentes en Europa. El informe se puede consultar en: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_citizen_energy_en.htm

⁷² «Impacts of Information and Communication Technologies on Energy Efficiency», Informe final del Bio Intelligence Service, septiembre de 2008. Con el apoyo de la DG INFSO de la Comisión Europea.

⁷³ <http://www.nuon.com/press/press-releases/20090713/index.jsp>

inteligentes. Esta iniciativa reunirá los experimentos realizados hasta ahora en proyectos de demostración a gran escala y promoverá la I+D y la innovación. También estimulará un mayor despliegue afrontando los retos que se derivan de la integración de la tecnología a nivel sistémico, la aceptación de los usuarios, las limitaciones económicas y la regulación.

Además de este empuje tecnológico, se ha creado un tirón del mercado para la implantación europea de redes inteligentes gracias a la adopción del tercer paquete del mercado interior de la energía en 2009, que obliga a los Estados miembros a realizar una amplia implantación de sistemas de contadores inteligentes antes de 2020⁷⁴. Además, la Directiva sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos⁷⁵ considera estos contadores como uno de los factores que más pueden contribuir al aumento de la eficiencia energética. La Directiva sobre energías renovables⁷⁶, por último, considera las redes inteligentes un factor que posibilita la integración de una energía renovable en crecimiento dentro de la red, y obliga a los Estados miembros a desarrollar infraestructuras orientadas a ese fin. Conjuntamente, estas directivas constituyen el principal marco político y legal sobre el que se basarán las actuaciones futuras para fomentar el desarrollo y el despliegue de las redes inteligentes.

Para garantizar que las redes y los contadores inteligentes se desarrollan de una manera que potencie la competencia en el mercado minorista, la integración de la generación de electricidad a gran escala a partir de fuentes renovables y la eficiencia energética a través de la creación de un mercado abierto de servicios de energía, la Comisión creó en noviembre de 2009 un Grupo Operativo sobre redes inteligentes. El grupo está formado por cerca de 25 asociaciones europeas que representan a todas las partes interesadas relevantes. Su mandato es asesorar a la Comisión sobre la política y medidas reguladoras de la UE, así como coordinar los primeros pasos hacia la implantación de las redes inteligentes en virtud de las disposiciones del tercer paquete. Los trabajos iniciados por el Grupo Operativo han sido dirigidos por tres grupos de expertos⁷⁷, dedicados, respectivamente, a: 1) funcionalidades de la red inteligente y los contadores inteligentes; 2) recomendaciones sobre reglamentación de la seguridad, manipulación y protección de datos; 3) papeles y responsabilidades de los agentes involucrados en el despliegue de las redes inteligentes.

A pesar de los beneficios que se esperan de las redes inteligentes y de la puesta en práctica de las medidas políticas mencionadas, la transición hacia esta tecnología no está avanzando al ritmo que sería necesario para alcanzar los objetivos energéticos y climáticos de la UE.

El éxito de las redes inteligentes no dependerá sólo de la nueva tecnología y de la disposición de los operadores a introducirla, sino también de las mejores prácticas de los marcos reguladores que apoyan su introducción, para lo que se deberán abordar las cuestiones del mercado, incluidos los efectos sobre la competencia, y las transformaciones del sector (es decir, sus códigos o su regulación), así como el modo en que los consumidores utilizan la

⁷⁴ El anexo I de la Directiva 2009-72-CE y el anexo I de la Directiva 2009/73/CE obligan a los Estados miembros a garantizar la introducción de sistemas de contadores inteligentes que contribuyan a la participación activa de los consumidores en el mercado del suministro de energía. Esta obligación podría supeditarse a una evaluación económica de los Estados miembros antes del 3 de septiembre de 2012. De conformidad con la Directiva de electricidad, si el despliegue de estos contadores recibe una evaluación positiva, al menos el 80 % de los consumidores deberán estar provistos de estos dispositivos no más tarde de 2020.

⁷⁵ Anexo III de la Directiva 2006/32/CE.

⁷⁶ Artículo 16 de la Directiva 2009/28/CE.

⁷⁷ Grupo de Trabajo sobre las Redes Inteligentes – Visión del programa de trabajo:
http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/work_programme.pdf

energía. El principal desafío es crear el marco regulador adecuado para un mercado de servicios de la energía que funcione adecuadamente. Será necesario posibilitar la cooperación de una amplia variedad de agentes del mercado (empresas generadoras, operadores de redes, minoristas de energía, empresas de servicios energéticos, empresas del sector de las tecnologías de la información y la comunicación, consumidores, fabricantes de aparatos). Este marco regulador deberá garantizar también un acceso abierto y el intercambio de información operativa entre los agentes, y tal vez algunas cuestiones relacionadas con la fijación de tarifas con el fin de proporcionar los incentivos adecuados para que los operadores de las redes inviertan en las tecnologías inteligentes. Las autoridades reguladoras nacionales desempeñan también un papel muy importante, pues son ellas las que deberán aprobar las tarifas que sienten las bases para las inversiones en redes y, posiblemente, contadores inteligentes. A menos que se elabore un modelo equitativo para compartir costes y se alcance el debido equilibrio entre los costes de inversión a corto plazo y los beneficios a largo plazo, la voluntad de los operadores de las redes para emprender inversiones sustanciales en el futuro resultará limitada.

Son necesarias normas no ambiguas (abiertas) para las redes y contadores inteligentes, a fin de garantizar la interoperabilidad, afrontar los desafíos tecnológicos y permitir una integración satisfactoria de todos los usuarios de la red, proporcionando al mismo tiempo un sistema de alta fiabilidad y una buena calidad del suministro eléctrico. Ante la pugna que se está produciendo para la elaboración de normas mundiales, basarse hoy en una solución técnica específica (europea) podría traducirse mañana en costes ocultos. Por este motivo, la Comisión dio un mandato para la normalización de contadores inteligentes a los organismos de normalización europeos en 2009. A principios de 2011, la Comisión otorgará un nuevo mandato de revisión de las normas de las redes inteligentes y desarrollo de normas nuevas. La colaboración internacional es esencial para garantizar la compatibilidad de las soluciones.

Otro desafío es convencer a los consumidores y ganar su confianza respecto de las ventajas del uso de los contadores inteligentes. Mientras la elasticidad de precios de la electricidad se mantenga baja, las ventajas generales de las redes inteligentes sigan sin mostrarse, y no se afronte el riesgo del uso abusivo de los datos⁷⁸, puede ser difícil superar la resistencia de los consumidores, dado el tiempo y los cambios de comportamiento necesarios para aprovechar las ventajas de las tecnologías inteligentes.

Por último, aunque no por ello menos importante, otro reto es el posible déficit de una mano de obra cualificada, capaz de operar el complejo sistema de las redes inteligentes.

La transición hacia las redes inteligentes es un asunto complejo, y no cabe considerar realista una transición brusca desde la red existente a las redes inteligentes. Será necesaria una cooperación específica entre todas las partes interesadas que permita descubrir las soluciones idóneas desde el punto de vista de la eficacia y los costes, evitar duplicaciones y aprovechar las sinergias existentes. Para conseguir la sensibilización pública, así como la aceptación y el apoyo de los consumidores, deberán debatirse objetivamente y explicarse en detalle las ventajas y costes de la implantación de las redes inteligentes, a través de una participación activa de los consumidores, las pequeñas y medianas empresas y las autoridades públicas.

Recomendaciones

⁷⁸ El Parlamento de los Países Bajos rechazó en 2009 un proyecto legislativo para el despliegue de una red inteligente por motivos de protección de la privacidad.

Para garantizar este enfoque y superar los retos señalados, se recomiendan las siguientes actuaciones clave:

- **Legislación específica:** Como se indica en la Comunicación, la Comisión valorará si son necesarias nuevas iniciativas legislativas para la implantación de la red inteligente, en el marco de las disposiciones del tercer paquete del mercado interior de la energía. Dicha evaluación tendrá en cuenta los siguientes objetivos: i) garantizar el adecuado acceso abierto y la idónea distribución de información operacional entre los agentes y sus interfaces físicas; ii) creación de un mercado de servicios energéticos que funcione adecuadamente iii) aportación de los incentivos apropiados para que los operadores de las redes inviertan en tecnologías inteligentes. A partir de este análisis, en el primer semestre de 2011 se tomará una decisión final sobre la posibilidad de elaborar una legislación específica en materia de redes inteligentes.
- **Normalización e interoperabilidad:** El Grupo Operativo ha previsto un conjunto de 6 servicios y 30 funcionalidades para las redes inteligentes. El Grupo Operativo y el Grupo de Trabajo Conjunto sobre Normas para la Red Inteligente del CEN/CENELEC/ETSI elaborará, antes de que concluya 2010, un análisis conjunto sobre la situación de la normalización europea en el ámbito de las tecnologías de redes inteligentes e indicará los trabajos ulteriores necesarios. A comienzos de 2011, la Comisión dará un mandato de normalización a los organismos europeos competentes para que elaboren las normas de las redes inteligentes y garanticen la interoperabilidad y compatibilidad con las que se están elaborando en el mundo.
- **Protección de datos:** Sobre la base del trabajo del Grupo Operativo, la Comisión, en estrecha colaboración con el Supervisor Europeo de Protección de Datos, valorará la necesidad de adoptar medidas suplementarias de protección de datos, así como los papeles y responsabilidades de los distintos agentes que intervienen en el acceso, posesión y manipulación de datos (derechos de propiedad, posesión y acceso, lectura y escritura, etc.), y propondrá, en caso necesario, las medidas reglamentarias y/o directrices adecuadas.
- **Inversiones en infraestructura:** Cabe esperar que una gran parte de las inversiones necesarias para el despliegue de las redes inteligentes provenga de los operadores mismos, especialmente en el nivel de la distribución, y las empresas privadas, bajo la dirección de los reguladores nacionales. La solución podría provenir de colaboraciones público-privadas. Cuando el rendimiento de una inversión es demasiado bajo y el interés público resulta evidente, los poderes públicos deben tener la posibilidad de intervenir aportando financiación. La Comisión animará a los Estados miembros a que destinen los fondos necesarios en apoyo del despliegue de la red inteligente. También examinará el apoyo particular a tecnologías inteligentes en virtud del programa de apoyo a proyectos y políticas mencionado en la Comunicación, así como una serie de instrumentos de financiación innovadores que puedan contribuir a un rápido despliegue de las tecnologías inteligentes en las redes de transporte y distribución.
- **Proyectos de demostración, I+D e innovación:** de acuerdo con la política de inversión en infraestructuras descrita anteriormente, es necesaria una política europea clara de I+D y demostración que impulse la innovación y acelere la evolución hacia redes inteligentes, sobre la base de la EEGI y las actividades de la Alianza Europea para Investigación en Energía, cuyo interés es la investigación a largo plazo. Se debe prestar especial atención a las innovaciones de los sistemas de electricidad combinadas con la I+D sobre tecnologías eléctricas (cables, transformadores, etc.), y la I+D en tecnologías de la información y la

comunicación (sistemas de control, comunicaciones, etc.). Las medidas propuestas deberán abordar también el comportamiento de los consumidores, la aceptación y los obstáculos que se oponen en la vida real al despliegue de estas tecnologías. Los Estados miembros y la Comisión deben fomentar proyectos de I+D y demostración, por ejemplo, con una combinación de apoyo público e incentivos reglamentarios, garantizando que la EEGI pueda iniciar los proyectos propuestos como se han planeado, a pesar de la difícil situación económica que vive actualmente la UE. Este trabajo debe coordinarse estrechamente con las actividades propuestas en la Comunicación respecto de las autopistas eléctricas europeas. Para garantizar una plena transparencia de los proyectos piloto y de demostración y sus resultados, así como el desarrollo de un futuro marco legal, la Comisión podría crear una plataforma para la difusión de buenas prácticas y experiencias en el desarrollo de las redes inteligentes en Europa y coordinar los distintos enfoques para garantizar las correspondientes sinergias. El Plan SET Sistema de información, gestionado por el Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión incluye un programa de seguimiento que puede utilizarse como punto de partida.

- **Fomento de nuevas cualificaciones:** Para cubrir la brecha entre los empleos no cualificados y de alta cualificación que aparecerá como consecuencia del despliegue de la red inteligente, podrían utilizarse iniciativas actualmente en curso, como las acciones de formación del Plan SET Comunidades de Conocimiento e Innovación del Instituto Europeo de Tecnología, las Acciones Marie Curie⁷⁹ y otras actuaciones, como la iniciativa «Nuevas cualificaciones para nuevos empleos». Sin embargo, los Estados miembros deberán abordar seriamente las posibles consecuencias laborales negativas y poner en marcha programas para la recualificación de trabajadores y la adquisición de nuevas competencias.

4. PREPARACIÓN DE LAS REDES A LARGO PLAZO

4.1. Las autopistas eléctricas europeas

Se debe entender por autopista eléctrica una línea de transporte de electricidad con una capacidad significativamente superior a la que poseen las actuales redes de alta tensión, desde los puntos de vista de la cantidad transportada, y la distancia cubierta. Para alcanzar estas mayores capacidades deben desarrollarse nuevas tecnologías que permitan, en particular, niveles de transmisión de transporte en corriente continua (CC) sustancialmente superiores a 400 kV.

Para el período entre 2020 y 2050, será necesaria una solución a largo plazo que permita superar el principal desafío al que se enfrentan las redes eléctricas: acoger la energía generada por los parques eólicos de los mares septentrionales, en constante aumento, y los crecientes excedentes de fuentes renovables procedentes del sudoeste y sudeste de Europa, conectando estas nuevas plataformas con las grandes instalaciones de almacenamiento de los países nórdicos y los Alpes, y con los centros de consumo existentes y futuros de Europa central, pero también con las redes existentes de corriente alterna en alta tensión. Las nuevas autopistas deberán tener en cuenta las zonas actuales y futuras donde se producen excedentes, como Francia, Noruega o Suecia, y la complejidad del actual Corredor Norte-Sur de Europa central por el que discurre el excedente de electricidad del norte a través de Dinamarca y Alemania con destino a las áreas deficitarias del sur de Alemania y el norte de Italia.

⁷⁹ http://cordis.europa.eu/fp7/people/home_en.html

A pesar de la incertidumbre tecnológica, es evidente que cualquier futuro sistema de autopistas eléctricas deberá construirse paso a paso, garantizando la compatibilidad de las conexiones CC/CA y la aceptación de las poblaciones locales⁸⁰, sobre la base de las demás prioridades hasta 2020 descritas en el capítulo 3.1, en particular en relación con las redes marítimas.

Este sistema de autopistas deberá servir también para preparar las posibles conexiones más allá de las fronteras de la UE hacia el sur y el este, a fin de aprovechar al máximo el considerable potencial de energía renovable de esas regiones. Además de las conexiones sincrónicas que ya existen con el Magreb y Turquía, podrían ser necesarias a largo plazo otras con los países del Mediterráneo y Oriente. Con este fin, cabría prever un diálogo con los países del norte de África sobre las necesidades técnicas y legales para el desarrollo de unas infraestructuras eléctricas transmediterráneas.

A pesar de la creciente sensibilización sobre la futura necesidad de una red eléctrica paneuropea, existe un importante grado de incertidumbre sobre el momento en que tal red resultará necesaria y los pasos que han de darse para construirla. Por lo tanto, es indispensable una actuación coordinada a nivel de la UE para comenzar un desarrollo coherente de la red y reducir los niveles de incertidumbre y riesgo. La coordinación europea será también necesaria para crear un marco legal, reglamentario y organizativo adecuado para el diseño, construcción y explotación de este sistema de autopistas eléctricas.

Esta actuación deberá integrar los trabajos de investigación y desarrollo en curso, especialmente los que tienen lugar en el contexto de la Iniciativa Europea sobre la Red Eléctrica (EEGI) y la Iniciativa Industrial Eólica Europea, para adaptar las tecnologías actuales de transporte, almacenamiento y redes inteligentes y desarrollar otras nuevas. En este contexto, se deberá también integrar el potencial para el transporte y almacenamiento de hidrógeno a gran escala. Combinado con las pilas de combustible, el hidrógeno resulta particularmente idóneo para las aplicaciones distribuidas y el transporte. La comercialización de aplicaciones residenciales podría producirse en torno a 2015, y la de los vehículos de hidrógeno, alrededor de 2020.⁸¹

Recomendaciones

Son necesarias las siguientes actuaciones clave para preparar las autopistas eléctricas europeas:

- De acuerdo con las conclusiones del Foro de Bucarest de junio de 2009, poner en marcha trabajos específicos en el área de las autopistas eléctricas, en el marco del Foro de Florencia, con el fin de estructurar las actividades que llevan a cabo todas las partes interesadas. Este trabajo debe ser organizado por la Comisión Europea y ENTSO-E, y reunir a todas las partes interesadas, y ha de centrarse en la elaboración de supuestos de desarrollo de la generación eléctrica a medio y largo plazo, evaluando conceptos como la

⁸⁰ Esto podría incluir la necesidad de enterrar parcialmente las líneas eléctricas, teniendo en cuenta que el coste de inversión de los cables subterráneos es entre 3 y 10 veces superior al de las líneas aéreas. Véase «Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines», documento conjunto de ENTSO-E y Europacable, noviembre de 2010.

⁸¹ Para ello, en el marco del Plan SET, la Empresa Común «Pilas de Combustible e Hidrógeno» iniciará un primer estudio sobre la planificación de la infraestructura de hidrógeno en la UE antes de que concluya 2010, estudio que deberá abrir el camino para un despliegue comercial que se iniciará en torno a 2020.

arquitectura de red paneuropea y opciones de diseño, analizando las consecuencias socioeconómicas y de política industrial, y elaborando un marco legal, reglamentario y organizativo adecuado.

- Desarrollar la **investigación y desarrollo** necesarios, sobre la base de la Iniciativa Europea sobre la Red Eléctrica (EEGI) y la Iniciativa Eólica Europea, con el fin de adaptar las actuales tecnologías de transporte, almacenamiento y redes inteligentes y desarrollar otras nuevas, así como los necesarios instrumentos de diseño y planificación de redes.
- Establecer un **plan de desarrollo modular**, que ENTSO-E deberá tener preparado para mediados de 2013, con objeto de poner en servicio las primeras autopistas eléctricas antes de que concluya 2020. El plan debería prever también la ampliación de las autopistas eléctricas con el fin de facilitar el desarrollo de las capacidades de generación renovable a gran escala más allá de las fronteras de la UE.

4.2. Infraestructura europea para el transporte de CO₂

Dados que los posibles emplazamientos para las instalaciones de almacenamiento de CO₂ no están distribuidos uniformemente por Europa, puede ser necesario un despliegue a gran escala de sistemas de captura y almacenamiento, a fin de alcanzar niveles significativos de descarbonización de las economías europeas a partir de 2020, lo cual precisará la construcción de una infraestructura de gasoductos y, en algunos casos, de carga/descarga, que podría atravesar las fronteras nacionales si los países no poseen un potencial adecuado de almacenamiento de CO₂.

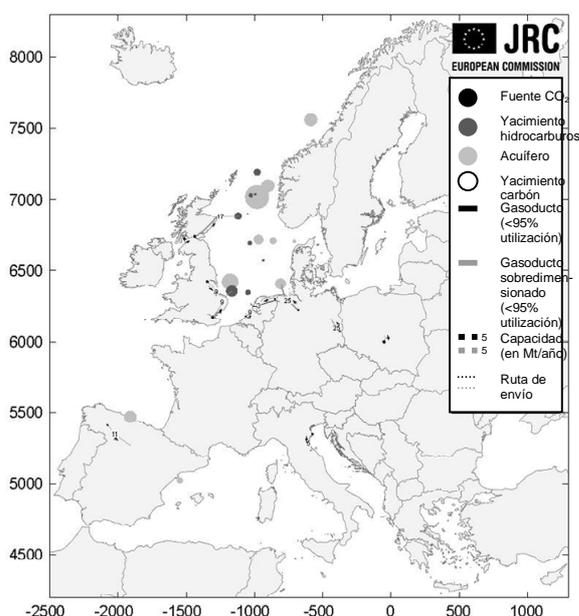
Las tecnologías constitutivas de la CAC (captura, transporte y almacenamiento) están ya demostradas. Sin embargo, todavía no se han integrado ni ensayado a escala industrial y, actualmente la CAC no es viable desde el punto de vista comercial. Hasta la fecha, la aplicación de las tecnologías se ha limitado a centrales de pequeña escala a menudo proyectadas para demostrar de manera aislada uno o dos componentes de la tecnología. Al mismo tiempo, se suele admitir que para tener un profundo efecto sobre la reducción de emisiones y permitir así un abanico de medidas de mitigación del cambio climático de «coste mínimo», la viabilidad de las tecnologías de CAC deberá estar demostrada a gran escala en torno a 2020.

En respuesta a estas cuestiones, el Consejo Europeo de primavera de 2007 decidió apoyar el despliegue de un máximo de 12 centrales de demostración de CAC en Europa hasta 2015, a fin de impulsar la tecnología hacia la viabilidad comercial. Existen actualmente seis grandes proyectos de CAC en construcción cuya meta es la viabilidad comercial de esta tecnología. Los proyectos tendrán una capacidad instalada de al menos 250MW y poseerán también componentes de transporte y almacenamiento. La Comisión participará en su financiación con subvenciones que alcanzarán 1 000 millones de euros. En noviembre de 2010 empezó a funcionar un nuevo mecanismo de financiación dentro del Sistema de Comercio de Derechos de Emisión⁸². Además, la Comisión apoya la investigación y desarrollo tecnológico en relación con la CAC y ha creado una red para compartir conocimientos sobre los proyectos de demostración de CAC a gran escala.

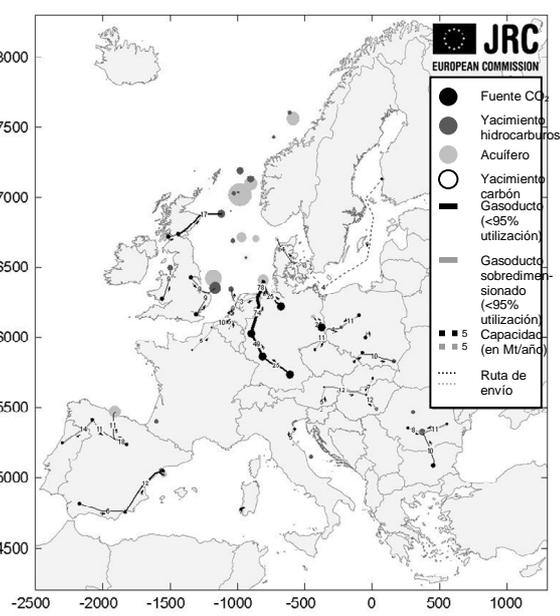
⁸² http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index_en.htm

El Centro Común de Investigación (JRC) redactó en 2010 una evaluación de las necesidades de inversión en las infraestructuras de transporte de CO₂⁸³. Según los supuestos de base PRIMES, el estudio muestra que, en 2020, se capturarán y transportarán 36 Mt de CO₂ en 6 Estados miembros de la UE. La red de transporte de CO₂ resultante se extiende por aproximadamente 2 000 km y precisa cerca de 2 500 millones de euros de inversiones (Mapa 9). Casi todos los gasoductos podrán acoger las cantidades de CO₂ adicionales que, según las previsiones, circularán en los años siguientes⁸⁴.

En 2030, el estudio señala que la cantidad de CO₂ capturado se incrementará hasta 272 Mt (Mapa 10). Muchos de los gasoductos construidos anteriormente operan ya a plena capacidad, y se construyen otros nuevos, que alcanzarán progresivamente la plena utilización en el período que lleva a 2050. La red de transporte de CO₂ se extiende ahora a lo largo de 8 800 km y precisa una inversión acumulada de 9 100 millones de euros. Se forman las primeras redes regionales en Europa en torno a las primeras centrales de demostración. El análisis del JRC destaca también las ventajas que reporta la coordinación europea para que Europa alcance una solución óptima para el transporte de CO₂, ya que sus resultados indican que en 2030 podría ser 16 los Estados miembros participantes en un sistema de transporte de CO₂ a través de las fronteras.



Mapa 9: Infraestructura de la red de CO₂ en 2020, Supuesto de base PRIMES



Mapa 10: Infraestructura de la red de CO₂ en 2030, Supuesto de base PRIMES

Un segundo análisis realizado por Arup en 2010 sobre la viabilidad de unas infraestructuras europeas de CO₂⁸⁵ intenta determinar la red de transporte de CO₂ idónea para Europa y su evolución en el tiempo, sobre la base de volúmenes predefinidos de CO₂, determinación de lugares de almacenamiento adecuados y minimización de costes. El supuesto más conservador calcula una red de 6 900 km para el transporte de 50 Mt de CO₂ en 2030. El

⁸³ «The evolution of the extent and the investment requirements of a trans-European CO₂ transport network», Comisión Europea, Centro Común de Investigación, 24565 EN. 2010.

⁸⁴ Los oleoductos sobredimensionados aparecen en rojo, mientras que los que operan a plena capacidad se muestran en azul.

⁸⁵ «Feasibility of Europe-wide CO₂ infrastructures», estudio de Ove Arup & Partners Ltd para la Comisión Europea, septiembre de 2010.

estudio afirma que, puesto que algunos países carecen de capacidad de almacenamiento, sólo una red transfronteriza posibilitaría la extensión de la CAC

Estas conclusiones están corroboradas por el estudio EU Geocapacity (2009) sobre la capacidad europea de almacenamiento geológico de CO₂⁸⁶: una futura red de transporte de CO₂ depende críticamente de las disponibilidades de almacenamiento en tierra o la disponibilidad y desarrollo de formaciones salinas en el mar. Considerando el nivel de sensibilización pública en relación con el almacenamiento de CO₂ y la tecnología de CAC en general, el estudio sugiere dar prioridad al almacenamiento mar adentro en formaciones salinas. El estudio señala también que no puede confirmarse todavía la disponibilidad de capacidades de almacenamiento, por lo que es necesario un trabajo adicional para comprobar las disponibilidades reales. Sin embargo, el principal motor del desarrollo de la CAC en un futuro próximo será el precio del CO₂, altamente incierto y dependiente de la evolución del Comercio de Derechos de Emisión. Así, todo análisis de una red de transporte de CO₂ más allá de 2020 debe tratarse con gran cautela.

Todos los estudios confirman que la evolución de la red de CO₂ en Europa estará determinada por la disponibilidad de lugares de almacenamiento, el nivel de despliegue de la CAC y el grado de coordinación que se aplique a su desarrollo a partir de ahora. El desarrollo de redes de transporte y gasoductos integradas, planeadas y construidas inicialmente a nivel regional o nacional, y teniendo en cuenta las necesidades de transporte de las múltiples fuentes de CO₂, aprovecharía las economías de escala y permitiría la conexión de fuentes de CO₂ adicionales a los sumideros adecuados durante la vida útil del gasoducto⁸⁷. A largo plazo, esas redes integradas se extenderían para alcanzar fuentes y lugares de almacenamiento distribuidos por toda Europa, de manera similar a lo que sucede hoy con las redes gasísticas

Recomendaciones

Cuando la CAC sea comercialmente viable, los gasoductos y las infraestructuras de carga/descarga construidos para los proyectos de demostración se convertirán en los puntos focales de una futura red de la UE. Es importante que esa estructura, inicialmente fragmentada, se planifique de manera que se garantice una compatibilidad paneuropea en una fase posterior. Conviene aprovechar las enseñanzas extraídas en el pasado con ocasión de la integración de redes inicialmente fragmentadas, como fue el caso del gas, para evitar que el proceso de creación de mercados comunes resulte tan dificultoso como entonces.

Se deben seguir estudiando los aspectos técnicos y prácticos de una red de CO₂, y buscar un acuerdo para una visión común. El Grupo de Trabajo de combustibles fósiles sostenibles para el diálogo de las partes (dentro del Foro de Berlín) debería aprovecharse para debatir posibles iniciativas. La Red de Proyectos de CAC podría utilizarse para recabar experiencia procedente

⁸⁶ «EU GeoCapacity - Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide», Project no. SES6-518318. El informe final de actividad puede consultarse en: <http://www.geology.cz/geocapacity/publications>

⁸⁷ El Estudio preliminar de una red de CAC para Yorkshire y Humber ha demostrado que una inversión inicial en capacidad de reserva del gasoducto resultaría rentable incluso si se incorporan a la red nuevos desarrollos durante los 11 años siguientes. El estudio ha confirmado también la experiencia adquirida en otros sectores, a saber, que la inversión en redes integradas sirve de catalizador para un despliegue a gran escala de las tecnologías CAC consolidando la tramitación de autorizaciones, reduciendo el coste de conexión de las fuentes de CO₂ con los sumideros y garantizando que el CO₂ capturado puede almacenarse tan pronto la instalación de captura esté operativa.

de los proyectos de demostración que funcionan actualmente. A su vez esto permitirá valorar la eventual necesidad de una intervención de la UE y la medida de aquélla.

Se debe dar apoyo también a la cooperación regional para estimular el desarrollo de agrupaciones que constituyan la primera fase de una posible futura red europea integrada. Las actuales estructuras de apoyo, incluidos la Red de Proyectos de CAC y los Grupos de Intercambio de Información creados al amparo de la Directiva 2009/31/CE sobre el almacenamiento geológico de CO₂, podrían acelerar el desarrollo de estos grupos regionales. Por ejemplo, se podrían crear grupos de trabajo ad hoc y compartir conocimientos en el marco de la Red de Proyectos de CAC, o intercambiar buenas prácticas sobre tramitación de autorizaciones y cooperación transfronteriza dentro del Grupo de Intercambio de Información. La Comisión utilizará también los foros mundiales de debate sobre la CAC para intercambiar conocimientos sobre agrupaciones y plataformas regionales en un contexto internacional.

La Comisión seguirá trabajando también en un mapa de infraestructuras europeas de CO₂ que facilite la planificación concentrándose en la eficacia y el coste. Una parte importante de esa tarea incluirá determinar la localización, capacidad y disponibilidad de los lugares de almacenamiento, especialmente en el mar. Para garantizar que los resultados sean comparables en todo el continente y pueda utilizarse para un proyecto de redes óptimo, se harán esfuerzos para elaborar una metodología común de evaluación de la capacidad de almacenamiento. Por motivos de transparencia en relación tanto con el almacenamiento como con la CAC en general, la Comisión publicará un atlas europeo de almacenamiento de CO₂ para visualizar el potencial existente.