La batalla de las redes

Febrero 2011

Cómo Europa puede alcanzar un objetivo 100% renovable y eliminar progresivamente la energía sucia

GREENPEACE

Cambio climático

portada Aerogenerador tras una montaña de carbón. Flesinga, (Países Bajos).

© GREENPEACE / PHILIP REYNAERS

imagen Fotografía aérea de la central solar termoeléctrica PS10. Gracias a los helióstatos y a la radiación solar la central puede producir 23 GWh, suficiente para suministrar electricidad a 10.000 personas.

© GREENPEACE / MARKEL REDONDO

La batalla de las redes
febrero 2011

Introducción 4

Conclusiones principales 5

La [R]evolución Energética en Europa 6

El funcionamiento del sistema eléctrico 8

***La batalla de las redes*-¿Cuál es la gran barrera?** 10

Nuevos estudios: la Europa renovable 24/7 13

El nuevo mapa energético de Europa 16

Seis pasos para construir la red para la Europa renovable 24/7 16

Un modelo energético sucio e inflexible para 2030 24

Estudio de casos 25

Consecuencias para los inversores 27

Recomendaciones políticas 28

Apéndices 29

Tipos de tecnologías para la generación de electricidad renovable 30

Para más información: enquiries@greenpeace.org
informacion@greenpeace.es

Autores:
Jan Van De Putte and Rebecca Short

Coautores:
Jan Beránek, Frauke Thies, Sven Teske

Editado por:
Alexandra Dawe y Jack Hunter

Diseño:
www.onehemisphere.se, Suecia.

Traducción al español:
Mamen Illán

Publicado por

Greenpeace International
Ottho Heldringstraat 5
1066 AZ Ámsterdam
Tel: +31 20 7182000
Fax: +31 20 7182002
greenpeace.org

Vesión española

Greenpeace España
San Bernardo 107 1ª planta
Tel: +31 91 444 14 00
Fax: +31 91 475 42 12
greenpeace.es

NÚMERO DEL PROYECTO DE GPI 343

El informe se puede encontrar en
www.greenpeace.es, www.greenpeace.org y
www.energyblueprint.info

Este informe se basa en el estudio que realizó Energynautics GmbH por encargo de Greenpeace Internacional y cuyas conclusiones se publicaron en el informe técnico European Grid Study 2030/2050 (Estudio de la red europea 2030/2050). Autores: Eckehard Tröster, Doctor en Ingeniería, Rena Kuwahata, Máster en Ciencias y Thomas Ackermann, Doctor en Ingeniería. Para más información: www.energynautics.com

Introducción

El sistema energético y el de transporte, motores del mundo industrializado, agravan el peligroso cambio climático. Todos, ricos y pobres, sufriremos las temperatura extremas, el descenso de la producción agrícola y el aumento del nivel del mar. Podemos evitar las consecuencias más graves pero solo si nos replanteamos el sistema energético.

La red eléctrica europea está compuesta por grandes centrales eléctricas contaminantes que producen energía constantemente e independiente de las necesidades del consumidor, y que se transmite a través de una red de Corriente Alterna (CA) anticuada y despilfarradora. A lo largo de los años las redes nacionales se han ido conectando unas a otras, lo que ha creado una situación poco económica y difícil.

La política en materia climática y la demanda del consumidor nos empuja hacia una red europea más inteligente y eficiente que ya está creando grandes oportunidades en el sector tecnológico, empresarial y del consumidor. Una red como esta garantizaría el suministro de electricidad aún bajo condiciones meteorológicas extremas. Se suministraría energía limpia por toda Europa a través de cables de Corriente Continua (CC) eficientes, la mayoría de ellos soterrados. Sin embargo, tal y como da a entender el título del informe, *La batalla de las redes*, nos encontramos ante una encrucijada política.

A pesar del extraordinario crecimiento de las renovables, que el año pasado generaron más inversiones que cualquier otro sector, nos acercamos rápidamente a una situación de enfrentamiento entre las energías verdes y las sucias. En 2010 miles de aerogeneradores que producen energía casi gratuita fueron desconectados para permitir a las centrales nucleares y térmicas, contaminantes y receptoras de grandes subvenciones, seguir funcionando como de costumbre. Se estima que el año pasado en España se tiraron 200 GWh de energía. En las salas de juntas y entre los especialistas de la industria y los miembros de los grupos de presión no se habla de otra cosa que del conflicto que sufre el sistema y de los costes que supone construir y operar uno cada vez más dual. Este innovador informe explica el problema en el ámbito europeo. También demuestra que Europa es capaz de hacer una transición sin problemas a un sistema que proporcione energía 100% renovable a todas horas.

Tanto el informe *[R]evolución Energética 2010* como *La batalla de las redes*, ambos de Greenpeace, amplían la información presentada en el estudio anterior de la organización *[R]enovables 24/7*. Es un manual para conseguir un sistema que proporcione el 68% de energía renovable en 2030 y casi el 100% para 2050.

Greenpeace encargó a Energynautics, líder en el sector, que desarrollara un modelo en profundidad y el resultado es una propuesta de trabajo para Europa basada en el patrón de consumo eléctrico y de producción las 24 horas al día, 365 días al año, en 224 nodos de los 27 países de la Unión Europea (UE), Noruega, Suiza y los estados de los Balcanes no pertenecientes a la UE.

La característica más relevante es el mapa localizado en las páginas centrales, que especifica qué cantidad de cada tipo de energía renovable es viable y cuánto habría que invertir en infraestructura para llevar la electricidad allá donde haga falta en Europa. Es el primer mapa que se elabora de este tipo – ningún otro estudio ha intentado realmente trazar un mapa de la posible y futura red europea.

Para poder suministrar energía de esta nueva forma hace falta encarar el problema desde una nueva perspectiva y crear un vocabulario nuevo. El recuadro de abajo resume los términos clave que se incluyen en *La batalla de las redes*.

Recuadro 1

Carga base se refiere a que la red debe recibir un suministro mínimo, ininterrumpido de energía en todo momento. Tradicionalmente este suministro provenía del carbón o de la energía nuclear. El presente informe cuestiona esta idea porque demuestra que para una gran región la combinación de distintas fuentes de energía 'flexible' también consigue que no nos quedemos a oscuras si se distribuye a las zonas de mayor demanda. Hoy en día, la carga base forma parte del modelo de negocio de las centrales nucleares y de las centrales térmicas de carbón, en las que se produce electricidad a todas horas sea necesaria o no.

Energía restringida (en el sentido de sometida a restricciones) hace referencia a cuando se debe cortar el excedente de energía eólica o solar gratuita porque, o bien no se puede transferir a otras ubicaciones ('cuello de botella'), o bien compite con la inflexible energía nuclear o térmica que tienen acceso prioritario a la red. Cuando exista la tecnología adecuada la energía restringida se podrá almacenar.

Energía variable es la electricidad que genera la energía eólica y solar en función de la meteorología. Existen tecnologías que convierten la energía variable en despachable, por ejemplo si incorporan depósitos de almacenamiento de calor en las centrales solares termoeléctricas.

Despachable es el tipo de energía que se puede almacenar y 'despachar' a las áreas de gran demanda energética cuando es necesaria, p. ej. las centrales térmicas de gas natural o de biocombustible.

Interconector es la línea de transmisión que conecta las distintas partes de la red eléctrica.

Curva de carga es el patrón típico de la electricidad a lo largo del día, su pico es predecible y por tanto si se tienen en cuenta las temperaturas exteriores y los datos históricos se puede prever.

Nodo es un punto de conexión de la red eléctrica entre regiones o países en el que también puede haber un suministro local a la red.

image Electricity Station Pylons.

Conclusiones principales

Tras haber trabajado extensamente en modelos de simulación por ordenador[1] que incluían predicciones minuciosas de la cuantía de electricidad que pueden proporcionar las centrales solares y eólicas a cada hora del año, *La batalla de las redes* demuestra que:

1. Integrar a gran escala la electricidad renovable en la red europea (68% para 2030 y 99,5% para 2050) es viable tanto técnica como económicamente, al mismo tiempo que se garantiza el suministro incluso bajo las condiciones meteorológicas más extremas con poco viento y radiación solar. Esto confirma más aún la viabilidad de un futuro con electricidad 100% renovable[2]. También refuerza las conclusiones del informe de Greenpeace *[R]evolución Energética*[3] que demostraba que cubrir en 2050 la demanda eléctrica con un 97% de renovables costaría un 34% menos que bajo el escenario de referencia de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y que para 2030 un 68% de electricidad renovable generaría 1,2 millones de puestos de trabajo, 780.000 más que bajo el escenario de referencia.

2. Esto requiere grandes cambios en el mix energético:

- en 2030 las centrales termoeléctricas de gas suministran la mayoría de la electricidad no renovable y sirven de refuerzo flexible a la energía eólica y a la solar. Entre 2030 y 2050 el gas natural se deja de utilizar progresivamente como combustible para ser reemplazado por la energía renovable despachable como la hidráulica, geotérmica, energía solar concentrada y la biomasa.
- dado que las centrales térmicas de carbón y las centrales nucleares son inflexibles y no pueden compensar debidamente las variaciones en la producción energética por viento y sol, para 2030 el 90% de las centrales térmicas de carbón y las centrales nucleares se deben haber cerrado progresivamente y para 2050 deben haber desaparecido por completo.

3. Para 2030 se deben invertir 70.000 millones de euros en la infraestructura de la red para garantizar que hay un suministro energético las 24 horas del día, siete días a la semana con un 68% de energía renovable en el mix energético. Si se invierten 28.000 millones de euros adicionales para ampliar la red para 2030, se podría reducir la restricción de las fuentes renovables a un 1%. El coste total de la red supone menos del 1% de la factura eléctrica.

4. En este informe se han analizado dos escenarios distintos para el periodo entre 2030 y 2050. El escenario Red Alta contempla la conexión de la red europea al norte de África para aprovechar la intensa radiación solar que esta zona recibe. Los costes para producir electricidad bajarían pero entre 2030 y 2050 habría que aumentar la inversión de transmisión a 581.000 millones de euros. Bajo el escenario Red Baja se produce más energía renovable cerca de las regiones con mayor demanda (las grandes ciudades y la industria pesada). Los costes de transmisión se reducen a 74.000 millones de euros entre 2030 y 2050, pero aumenta el coste de la producción eléctrica porque habrá que instalar más paneles solares en las regiones con menos sol. Entre estos dos escenarios Alta y Baja existen muchas combinaciones intermedias.

5. Actualmente, cuando el suministro eléctrico es alto, a menudo se desconectan aerogeneradores para dar prioridad a la energía nuclear o procedente del carbón. Para ganar la batalla de las redes hay que priorizar el despacho de la energía renovable a las redes europeas incluyendo la prioridad en la interconexión entre países ya que el excedente de producción se puede exportar a otras regiones con una demanda neta.

6. Consecuencias económicas para las centrales nucleares y térmicas de carbón y gas:

- incluso si las modificaciones técnicas permitiesen que las centrales térmicas de carbón y las centrales nucleares fuesen más flexibles y "encajasen" dentro del mix renovable, para el año 2030 solo serían necesarias durante un 46% del tiempo, cifra que iría descendiendo a partir de esa fecha. Esto supone que los 6.000 millones de euros que aproximadamente hay que invertir para un reactor nuclear son muy poco rentables. Construir un nuevo reactor nuclear supone muchos riesgos para los inversores.
- en un futuro 'escenario sucio', con un porcentaje de centrales nucleares y térmicas de carbón inflexibles como el de hoy, habría que apagar más a menudo las fuentes renovables y el coste de tirar la producción renovable subiría a 32.000 millones de euros al año.
- las centrales térmicas de gas son flexibles y requieren menos capital fijo que las centrales nucleares, y para 2030 podrían aún producir económicamente con un factor de carga del 54% y servir de refuerzo para la energía renovable variable. Después de 2030 las centrales térmicas de gas se pueden convertir progresivamente al biogás, y así se evitarían las inversiones hundidas tanto en las centrales de producción como en las redes de gas.

1 Este análisis se basa en el informe *[R]enovables 24/7 La infraestructura necesaria para salvar el clima*, Febrero 2010. http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/100204.pdf
2 Esta conclusión ya la había alcanzado, para el caso de España, el informe *Renovables 100%*. http://www.greenpeace.org/espana/es/Trabajamos-en/Frenar-el-cambio-climatico/Revolucion-Energetica/Informes-Revolucion-Energetica/
3 *[R]evolución Energética. Hacia un suministro energético completamente renovable en la UE 27*. http://www.greenpeace.org/espana/reports/100708-03/ (resumen en castellano) http://energyblueprint.info/1233.0.html (informe completo en inglés)

La [R]evolución Energética en Europa

Podemos determinar el futuro

El mundo es consciente de que los graves impactos que vamos a sufrir provocados por el cambio climático se deben a que durante más de dos siglos el desarrollo industrial se ha basado en la quema de combustibles fósiles. También sabemos cuál es la solución: hay que revolucionar la forma en que proveemos y compartimos energía. La *[R]evolución Energética*, ya en su tercera edición, fue elaborada por Greenpeace junto al Instituto Técnico Termodinámico del Centro Aeroespacial Alemán (DLR) y junto con más de 30 científicos e ingenieros de universidades, institutos y de la industria de la energía renovable del mundo. Es un plan de acción para suministrar electricidad limpia y equitativa que cumpla con los objetivos para las emisiones de gases de efecto invernadero establecidos por los científicos y no por los políticos.

Situación en Europa hoy por hoy:

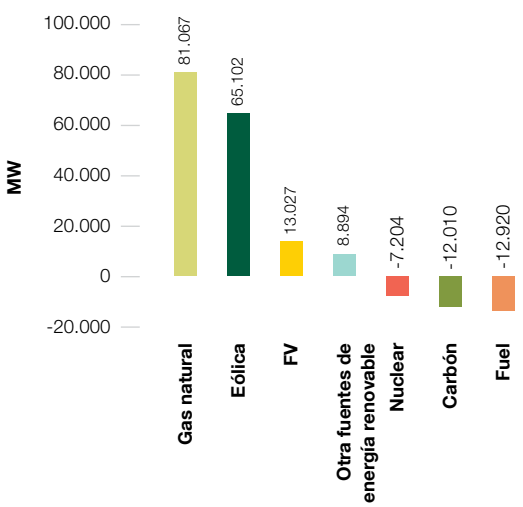
- la energía renovable está en auge. Durante la última década más de la mitad de toda la nueva capacidad instalada ha sido energía renovable, no generación basada en combustibles fósiles.
- la energía renovable siguió creciendo en 2009 a pesar de la crisis económica.
- la energía eólica es indiscutiblemente la tecnología líder en Europa, el gas ocupa un segundo puesto y la solar FV un tercero – en 2009 la inversión en nuevos parques eólicos europeos alcanzó los 13.000 millones de euros para 10.163 MW de potencia eólica instalada – un 23% más que el año anterior.
- los aerogeneradores construidos en 2009 producirán la misma electricidad que 3 o 4 centrales nucleares o centrales térmicas de carbón de gran tamaño funcionando en modo carga base todo el año[4].
- mientras tanto la energía nuclear y la del carbón están en declive; durante la última década se han cerrados más centrales que incorporado nuevas al mix.

Todavía queda mucho por crecer

Podemos utilizar las tendencias actuales del mercado eléctrico para realizar proyecciones fiables sobre cómo podría ser el mix energético si contase con el apoyo apropiado y existiesen las políticas adecuadas. Durante la última década Greenpeace ha publicado documentación sobre los posibles escenarios futuros del mercado que se basan en estudios minuciosos de la capacidad de la industria. Durante este tiempo el crecimiento de la energía eólica y solar fotovoltaica (FV) ha sobrepasado sistemáticamente nuestras propias proyecciones.

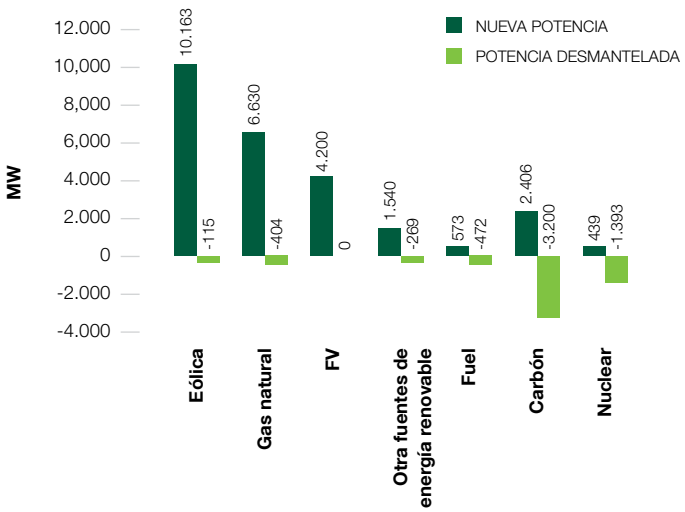
Los informes ofrecen un escenario europeo detallado con un enfoque conservador que se basa solo en las tecnologías existentes y probadas.

Figura 1 Potencia neta instalada en 2000-2009 en la UE 27



Fuente: EWEA, Platts.

Figura 2 Potencia instalada y desmantelada en 2009 en la UE 27



Fuente: EWEA, Platts.

4 10.160 MW de eólica funcionando a una media de factor de carga de 0,29 generarán 26 TWh, lo que es equiparable a 3,5 centrales térmicas grandes de 1000 MW cada una funcionando con un factor de carga de 0,85.

imagen Descarga de carbón de un buque granelero en el puerto de Gijón (Asturias).

El informe hace un análisis deductivo del suministro global de energía en Europa y un análisis inductivo del desarrollo tecnológico e índices de crecimiento, curvas de aprendizaje, analítica de costos y recursos potenciales de las fuentes de energía renovables. La *[R]evolución Energétic*a incluye escenario Básico y escenario Avanzado de acuerdo con la población y el PIB previsto en el informe *World Energy Outlook 2009* de la AIE.

En el escenario avanzado la reducción de CO_2 para el sector energético global es del 95% para 2050. La retirada progresiva del carbón y de la energía nuclear para uso eléctrico es del 90% para 2030 y es eliminado totalmente para 2050. Bajo estas condiciones, las fuentes renovables suministran un 43% de electricidad para 2020, un 68% para 2030 y un 98% para 2050. El estudio muestra que es técnica y económicamente viable una transición total al suministro de energía renovable para 2050.

La verdadera *[R]evolución Energética* aprovecharía el enorme potencial de Europa en el ahorro de energía y las energías renovables para situarse en el camino correcto hacia la energía limpia, segura y asequible, capaz de crear millones de puestos de trabajo.

Tabla 1 ¿Qué pasaría en Europa si se llevara a cabo la *[R]evolución Energética*?

Eficiencia	• La demanda de energía primaria caería en 2050 de 78.880 PJ anuales a 46.030 PJ anuales.	• La demanda total de energía se reduciría en un tercio.
Energía	• En 2050 los combustibles fósiles serán reemplazados por la biomasa, los colectores solares y la energía geotérmica. • Las bombas de calor geotérmicas y la energía solar térmica suministrarán la producción de calor industrial.	• Las fuentes renovables cubrirán el 92% de la demanda energética final, incluyendo el suministro de calor y transporte.
Electricidad	• Potencia de 1.520 GW que produce 4.110 TWh de electricidad renovable al año para 2050. • La demanda eléctrica total incrementa de 2.900 TWh en 2007 a casi 4.300 TWh en 2050 debido al aumento de la electricidad en el transporte y a las bombas de calor geotérmicas.	• La energía renovable supone el 97% del suministro.
Transporte	• El uso de la electricidad en los sistemas de transporte público aumenta y el transporte de mercancías se lleva a cabo por raíles y no por carretera.	• Los vehículos eléctricos suman el 14% del mix para 2030 y hasta un 62% para 2050.
Costes	• En 2050 el coste de un kWh será de 6,7 euros en el escenario avanzado y de 9,5 euros en el de referencia. • Comparado con el escenario de referencia de la AIE, para el sector eléctrico el ahorro medio en costes de combustible será de 62.000 millones de euros al año, lo cual compensa el promedio de los costes adicionales de inversión de 43.000 millones de euros al año (2007-2050).	• La electricidad cuesta 1,2 cént/kWh más en 2030 que bajo el escenario de la AIE. • La electricidad cuesta 2,8 cént/kWh menos en 2050 que bajo el escenario de la AIE.
Puestos de trabajo	• En *[R]evolución Energética* (escenario Avanzado) genera 1,2 millones más de puestos de trabajo en el sector energético en 2050.	• 780.000 puestos de trabajo más en el sector energético que en el escenario de referencia de la AIE.

El funcionamiento del sistema eléctrico

Cuando hablamos de la 'red' nos referimos a todos los cables, transformadores e infraestructuras necesarias para transportar la electricidad de las centrales eléctricas a los usuarios. Actualmente funcionamos con un modelo de red centralizada que se diseñó y planeó hace 60 años. Los sistemas sustentaban la gran industrialización de las ciudades y permitían disfrutar de la electricidad en las zonas rurales en la mayor parte del mundo desarrollado. Pero ahora debemos repensar y adaptar la red para que suministre un sistema de energía limpia. Es un paso que nos llevará a la siguiente fase de la evolución tecnológica de la sociedad.

El método antiguo

Las redes están formadas por grandes centrales eléctricas conectadas a cables eléctricos de CA de alto voltaje. Una red de distribución más pequeña reparte la energía a los consumidores finales. Es un sistema despilfarrador en el que se pierde mucha energía en la transición.

El método nuevo

La mayor diferencia con la producción de energía limpia es que esta necesita generadores mucho más pequeños, alguno de ellos con una producción de energía variable. La gran ventaja es que se pueden ubicar dentro de la red, cerca de donde se necesita la energía. Los aerogeneradores, los paneles solares, las microturbinas, las pilas de combustible y la cogeneración (calor y electricidad simultáneamente) se encuentran entre los generadores pequeños.

El reto al que nos enfrentamos es integrar las nuevas fuentes descentralizadas de producción de energía renovable mientras se retiran progresivamente la mayoría de las grandes y obsoletas centrales eléctricas. Para ello es necesario que el sistema energético tenga una nueva arquitectura.

En términos generales, se equilibran las fluctuaciones en la demanda y en la oferta de energía para distribuir la energía eficazmente entre los consumidores. Para que esto ocurra habrá que implementar nuevas medidas como la gestión de la demanda de los grandes consumidores o la predicción meteorológica y aprovechar el almacenamiento de energía para cubrir aquellos momentos en que haya menos viento o sol. Las comunicaciones avanzadas y la tecnología de control ayudarán a distribuir la electricidad de forma efectiva.

Los elementos claves de la nueva arquitectura del sistema energético son las **microrredes**, las **redes inteligentes** y un número de interconectores para una **superred** eficiente. Los tres tipos de sistemas se apoyan entre sí y están interconectados.

Oportunidades tecnológicas

Para 2050 el sistema energético tiene que ser muy distinto al de hoy día. Ello supone una gran oportunidad empresarial para el sector de las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC) porque ayudarán a redefinir la red energética. Ya que la red inteligente suministra energía desde distintas fuentes y lugares es preciso recopilar y analizar muchos datos. Las redes inteligentes necesitan software, hardware y redes de información capaces de producir datos con rapidez y dar respuesta a la información que suministran. Integrantes importantes de las TIC compiten ya por mejorar las redes energéticas del mundo y es posible que cientos de compañías acaben por trabajar en las redes inteligentes.

Recuadro 2 Definiciones

Las **microrredes** cubren las necesidades energéticas locales. El término hace referencia a los lugares en que la infraestructura de monitorización y control está insertada dentro de las redes de distribución y se utilizan recursos locales para producir energía. Sirve de suministro a islas y pequeños pueblos o distritos rurales. Un ejemplo de ello sería una combinación de paneles solares, microturbinas, pilas de combustible, eficiencia energética y tecnologías de la información y la comunicación para gestionar las cargas y garantizar que no nos quedemos a oscuras.

Las **redes inteligentes** sirven para compensar la demanda dentro de una región. Una red eléctrica inteligente conecta las fuentes descentralizadas de energía renovable y cogeneración y distribuye la energía de forma muy eficiente. Las redes inteligentes son una forma de conseguir cantidades enormes de energía renovable sin añadir emisiones de gases de efecto invernadero al sistema y permiten desmantelar las fuentes antiguas de energía centralizada. El uso de tecnología avanzada de control y gestión permite que en general la red eléctrica sea más eficiente. Por ejemplo, los contadores inteligentes de electricidad con información sobre tiempo real y coste permiten que con solo una señal del operador de la red los grandes consumidores de energía apaguen o disminuyan su consumo para así evitar los precios más altos de la electricidad.

La **superredes** transportan grandes cargas de energía entre regiones. Es decir, los países o zonas con gran suministro o demanda tienen una interconexión de gran tamaño basada normalmente en tecnología Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC). Por ejemplo, la interconexión entre todas las grandes centrales renovables del Mar del Norte o una conexión entre el sur de Europa y África que permitiese exportar la energía renovable de zonas con grandes recursos locales a las grandes ciudades o pueblos.

imagen Construcción de aerogeneradores marinos.

Figura 3 Perspectiva general del futuro sistema eléctrico con un alto porcentaje de energía renovable

Fuente: Energynautics.

La batalla de las redes - ¿Cuál es la gran barrera?

La energía de algunas centrales renovables, como la eólica y la solar, varía a lo largo del día y de la semana. Hay quienes piensan que este es un problema insuperable ya que hasta ahora hemos confiado en el carbón o en la energía nuclear para suministrar una cantidad fija de energía a todas horas. El título de este informe hace referencia a la dificultad de determinar qué tipo de infraestructura o gestión elegimos y qué mix energético favorecemos según dejemos atrás un sistema energético muy contaminante basado en el carbón.

Entre los hechos importantes destacamos:

- la demanda eléctrica fluctúa de forma predecible.
- se puede aplicar la gestión inteligente a los grandes consumidores de electricidad, así se puede trasladar su demanda pico a otro momento del día y compensar la carga del sistema global.
- con el uso de tecnologías avanzadas de red la electricidad procedente de fuentes renovables se puede almacenar y "despachar" a donde haga falta de varias maneras.

Los países europeos con mucho viento ya son testigos del conflicto entre la energía renovable y la convencional. España, que ya tiene conectada a la red grandes cantidades de energía eólica y solar, utiliza el gas para salvar las diferencias entre demanda y oferta. Esto se debe a que las plantas de gas se pueden apagar u operar a baja carga, por ejemplo cuando hay poca demanda eléctrica o gran producción eólica. Según hacemos la transición a un sector eléctrico prácticamente renovable las plantas de gas serán necesarias para esos momentos en que hay gran demanda o baja producción renovable. El kWh de un aerogenerador reemplaza efectivamente al kWh de una planta de gas evitando la emisión de dióxido de carbono. Gracias a las fuentes de electricidad renovable como las centrales solares térmicas, la geotérmica, hidráulica, biomasa y biogás es posible que progresivamente dejemos de necesitar el gas natural (para más información ver casos de estudio). Las plantas de gas y los gasoductos se transformarán progresivamente para trasportar biogás.

La carga base bloquea el progreso

Generalmente las centrales térmicas de carbón y las nucleares operan en carga base, esto significa que la mayor parte del tiempo funcionan a su capacidad máxima independientemente de cuanta electricidad necesiten los consumidores. Cuando la demanda es baja la electricidad se pierde. Cuando la demanda es alta se necesita gas adicional como refuerzo. Las centrales térmicas de carbón y las nucleares no se pueden apagar en un día de mucho viento, lo que se apagan son los aerogeneradores para evitar una sobrecarga en el sistema.

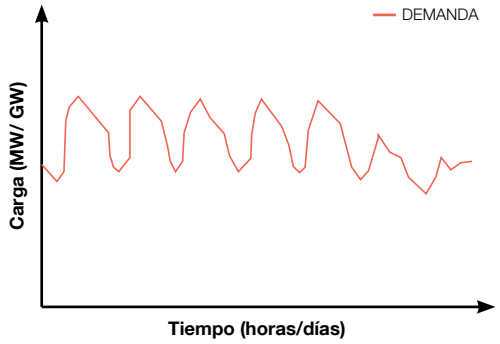
La caída en la demanda eléctrica ocasionada por la reciente crisis económica mundial ha demostrado el conflicto que le ocasiona al sistema funcionar con la energía inflexible de carga base, especialmente la nuclear, y las fuentes renovables variables, especialmente la eólica; conflicto que se solventa pidiendo a los operadores eólicos que desconecten sus generadores. Este mix tan problemático ha puesto en evidencia en el norte de España y Alemania los límites de la capacidad de la red. Si Europa continúa apoyando la energía nuclear y la del carbón junto al desarrollo de las renovables el conflicto seguirá creciendo y dará lugar a una red ineficiente y congestionada.

A pesar de que las renovables se enfrentan a muchos obstáculos, su existencia empieza a cuestionar la rentabilidad de las centrales más antiguas. Salvo por los costes de construcción, los aerogeneradores producen electricidad casi de forma gratuita y sin quemar ningún combustible; mientras, las centrales térmicas de carbón y las nucleares necesitan combustible caro y altamente contaminante.

Incluso en aquellos lugares donde las centrales nucleares siguen funcionando mientras se apagan los aerogeneradores, los proveedores de energía convencionales están preocupados ya que la oferta excesiva de cualquier materia prima supone una bajada generalizada de los precios del mercado. Dentro del mercado energético esto afecta también a las centrales nucleares y a las térmicas de carbón. Es probable que en los próximos años aumente la intensidad de los conflictos a causa de las redes. Por ejemplo, la preocupación en Alemania es por si se prolonga la vida de los reactores nucleares de entre 8 a 14 años. La Federación Alemana de Energía Renovable (BEE) avisó al Gobierno alemán de que esto perjudicaría seriamente la futura expansión de la energía renovable. Este organismo predice que para 2020 la energía renovable podría proveer la mitad del suministro alemán, pero que económicamente solo tendrá sentido si para esa fecha[5] se han cerrado progresivamente la mitad de las centrales nucleares y las centrales térmicas de carbón.

Esto explica por qué las compañías eléctricas convencionales son cada día más críticas con el crecimiento continuo y estable de las renovables más allá de 2020[6].

Figura 4 Típica curva de carga en Europa. Muestra los picos y caídas diarias del uso de electricidad



5 Fraunhofer-IWES, Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland. http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2010/100119_BEE_IWESSimulation_Stromversorgung2020_Endbericht.pdf

6 Referencia al escenario energético de Eurelectric. http://www2.eurelectric.org/DocShareNoFrame/Docs/1/PMFIMPIBJHEBKNOMIEDGEIBEKHyDyC5K46SD6CFGI4OJ/Eurelectric/docs/DIS/Power_Choices_FINAIREPORTCORRECTIONS-2010-402-0001-01-E-2010-402-0001-01-E-2010-402-0001-01-E.pdf

imagen La central térmica solar PS10 en Sevilla.

El campo de batalla de la red

Figura 5 El sistema de suministro actual que cuenta con un pequeño porcentaje de energía renovable fluctuante

La figura resume la forma en que actualmente suministramos electricidad. La energía de carga base se encuentra en la parte inferior de la figura. La aportación de la energía renovable queda reflejada en la capa "variable" – evidencia los niveles cambiantes de sol y de viento a lo largo del día. En la parte superior de la figura se encuentran el gas y la energía hidroeléctrica que se pueden apagar y encender dependiendo de la demanda. Este sistema es sostenible si se utiliza la predicción meteorológica y una gestión de la red inteligente.

El suministro actual con una carga base de energía nuclear y carbón permite un 25% de energía renovable variable.

Sin embargo, para combatir el cambio climático hace falta mucho más que un 25% de electricidad renovable.

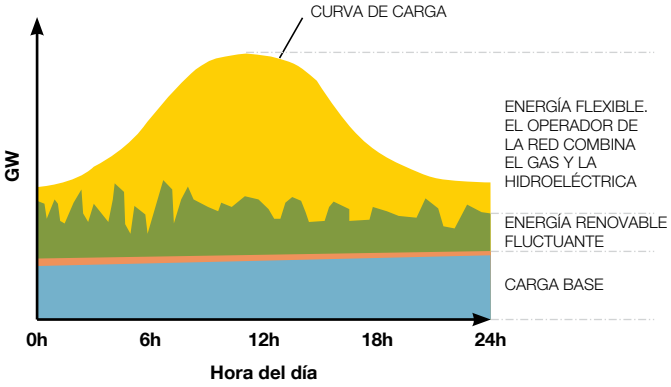


Figura 6 Sistema de suministro con más de un 25% de energía renovable fluctuante – prioridad de carga base

Enfoque: ¿Más energía renovable si se prioriza la carga base?

En algunos momentos del día, cuando el suministro de energía renovable aumente, se rebasará la demanda y se creará un excedente. Hasta cierto punto esto se puede solventar almacenando la energía, desplazando la energía de unas zonas a otras, variando la demanda a lo largo del día o apagando los generadores renovables durante los picos. Pero estas soluciones no funcionan si las renovables sobrepasan el 50% del mix.

Es insostenible para un 90-100% de electricidad renovable.

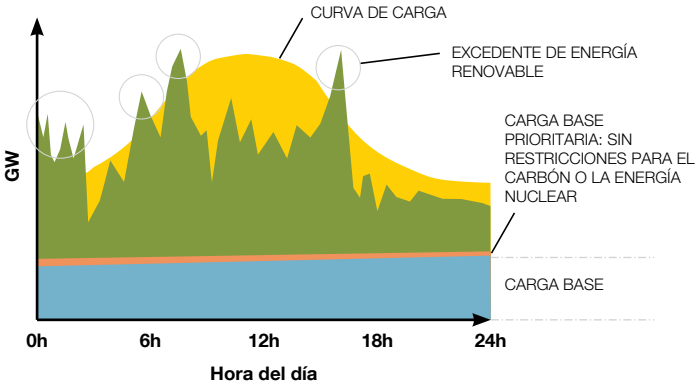
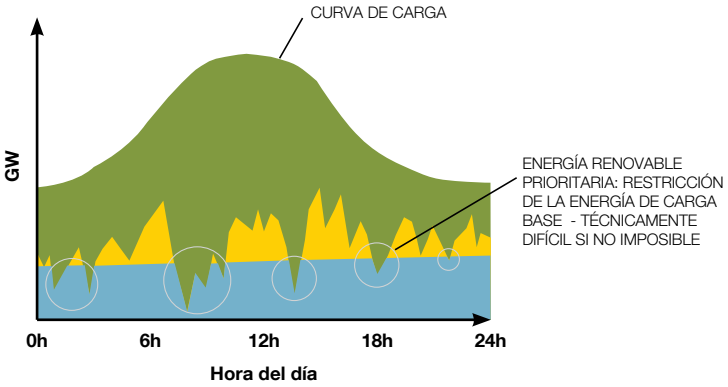


Figura 7 Sistema de suministro con más de un 25% de energía renovable fluctuante – priorizar energía renovable

Enfoque: ¿Más energías renovables si se prioriza la energía limpia?

Si la energía renovable tiene prioridad en la red entonces penetrará en la energía de carga base. Teóricamente significa que durante los tiempos pico de suministro (mucho sol o viento) la nuclear y el carbón tendrán que operar a menor capacidad o ser apagados. Dado que variar la velocidad, el nivel y la frecuencia de la producción de las centrales nucleares y de las centrales térmicas de carbón supone un problema técnico y de seguridad, esto no es una solución.

Técnicamente difícil.



La batalla de las redes - ¿Cuál es la gran barrera? - continuación

Cierre progresivo planificado de las centrales nucleares y de carbón

Si queremos cosechar los beneficios del continuo y rápido crecimiento de las tecnologías de la energía renovable debemos darles acceso prioritario a la red y empezar ya a eliminar progresivamente la inflexible energía nuclear.

El análisis detallado del mercado que ofrece *[R]evolución Energética* demuestra que para 2030 podemos tener un 68% de electricidad renovable y casi un 100% para 2050. También plantea un escenario futuro en el que la demanda eléctrica continúa creciendo a pesar de las medidas eficientes a gran escala debido a que los vehículos eléctricos han reemplazado a los coches. Para alcanzar el objetivo renovable en 2030 es necesario:

- una retirada casi completa (del 90%) del carbón y de la energía nuclear para 2030.
- continuar utilizando las centrales de gas que emiten alrededor de la mitad de CO_2 por kWh que las centrales térmicas de carbón.

El resultado: para 2030 las emisiones de CO_2 en el sector eléctrico se reducen un 65% comparadas con los niveles de 2007. Entre 2030 y 2050 el gas se elimina progresivamente hasta conseguir un suministro eléctrico casi 100% renovable y sin emisiones de CO_2.

Apagar los aerogeneradores y dar prioridad a la energía nuclear o a la procedente del carbón supone un grave error económico y ecológico.

imagen Parque eólico marino Middelgrunden en Copenhague (Dinamarca).

imagen Perforación para investigación geotérmica realizada por Geoforschungszentrum en Schorfheide, Potsdam (Alemania).

Nuevos estudios: Europa renovable 24/7

Para solucionar los problemas provocados por la competencia entre los distintos tipos del suministro eléctrico es necesario ver todo el sistema bajo una nueva perspectiva. Con el fin de encontrar una solución, Greenpeace encargó un estudio innovador en el que se desarrolló un modelo que reproduce toda la red europea funcionando solo con la potencia renovable que habrá disponible en 2050 junto con las predicciones de los patrones meteorológicos basados en el historial detallado de 30 años. En las siguientes páginas se explica cómo se puede hacer.

Las repercusiones del sistema eléctrico europeo

La red eléctrica europea tiene al menos 50 años. A lo largo de los años más y más países se han ido conectando a ella hasta llegar a un punto en que casi toda la red funciona como si los sistemas eléctricos nacionales no existiesen[7].

Los mercados integrados, como el de la región del centro-oeste de Europa formada por Alemania, Francia, los Países Bajos, Bélgica y Luxemburgo, son comunes hoy en día. Los inversores, concretamente las grandes empresas eléctricas europeas, basan sus decisiones en sus estrategias de ventas europeas y no en la política nacional de energía. Invertir o no en una nueva central no depende de las ventas en ese país en concreto, como mínimo se plantea a nivel regional.

Desde el punto de vista medioambiental, la red debe operar para lograr los sólidos objetivos internacionales que frenen el cambio climático. El escenario de la *[R]evolución Energética* ofrece un plan de acción económico y técnicamente viable para cerrar progresivamente las centrales nucleares y las térmicas de acuerdo con los objetivos climáticos europeos. Combina los objetivos políticos “de lo general a lo particular” con información sobre las proyecciones “de lo particular a lo general” de lo que las industrias pueden cumplir.

En **este informe** se detallan los pasos necesarios para cambiar el actual sistema eléctrico de distribución a uno basado 100% en fuentes renovables y se especifica la ampliación que necesita la red europea para hacerlo posible.

Greenpeace no es la única organización que defiende un enfoque europeo “de lo general a lo particular”. El último borrador de comunicación de la Comisión Europea[8] (CE) sobre infraestructura se centra en los requisitos que la red debe cumplir y las medidas políticas necesarias para apoyar tres objetivos políticos:

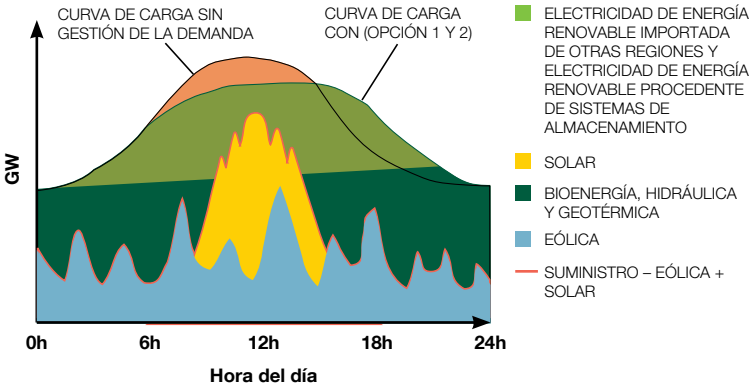
- gran integración en Europa de las fuentes renovables,
- garantizar el suministro de electricidad y
- avanzar en la integración del mercado eléctrico.

Este informe investiga en profundidad cómo cumplir los dos primeros objetivos.

Figura 8 La solución: un sistema optimizado con más de un 90% de suministro de energía renovable

La solución

Una red totalmente optimizada con un 100% de renovables que opere con almacenamiento, transmisión de electricidad a otras regiones, gestión de la demanda y restricciones solo cuando sean necesarias. La gestión de la demanda es una técnica efectiva a la hora de desplazar el pico máximo y allanar la curva de la demanda eléctrica a lo largo del día.



7 Salvo algunas excepciones como la Península Ibérica.
8 Prioridades de la infraestructura energética. Noviembre 2010. http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/2020_en.htm

Nuevos estudios: Europa renovable 24/7 - continuación

Un modelo para el futuro energético de Europa

El objetivo de **Energynautics** era reproducir la fluctuación de la energía renovable en la red eléctrica entre 2030 y 2050. Primero construyeron un modelo del suministro con las siguientes variables:

- una red europea de 224 nodos en la UE, Noruega, Suiza y los países balcánicos representados por puntos en el mapa (página central).
- datos meteorológicos históricos sobre la radicación solar y el viento en cada uno de los nodos a cada hora durante 30 años.
- la capacidad renovable y no renovable de cada nodo, estimado para 2030 y 2050, basado en el escenario de la *[R]evolución Energética*[9].

Este modelo se utilizó para calcular la producción de electricidad renovable en cada hora del año en cada nodo y mostrar de forma dinámica los picos y valles de la producción eléctrica a lo largo de un año.

Después, construyeron un modelo de la demanda basado en la información de los operadores de la red[10]. Se combinaron los dos modelos para calcular:

- si el suministro se correspondía con la demanda para cada hora y en cada nodo.
- si había que poner en marcha las renovables "despachables" como la biomasa y las centrales hidroeléctricas para que actuaran de refuerzo.
- tiempo de sobreproducción, por ejemplo, cuando hay que apagar los aerogeneradores porque su electricidad no se puede integrar en la red debido a los cuellos de botella (capacidad limitada para trasportar electricidad a la zonas con una demanda neta).

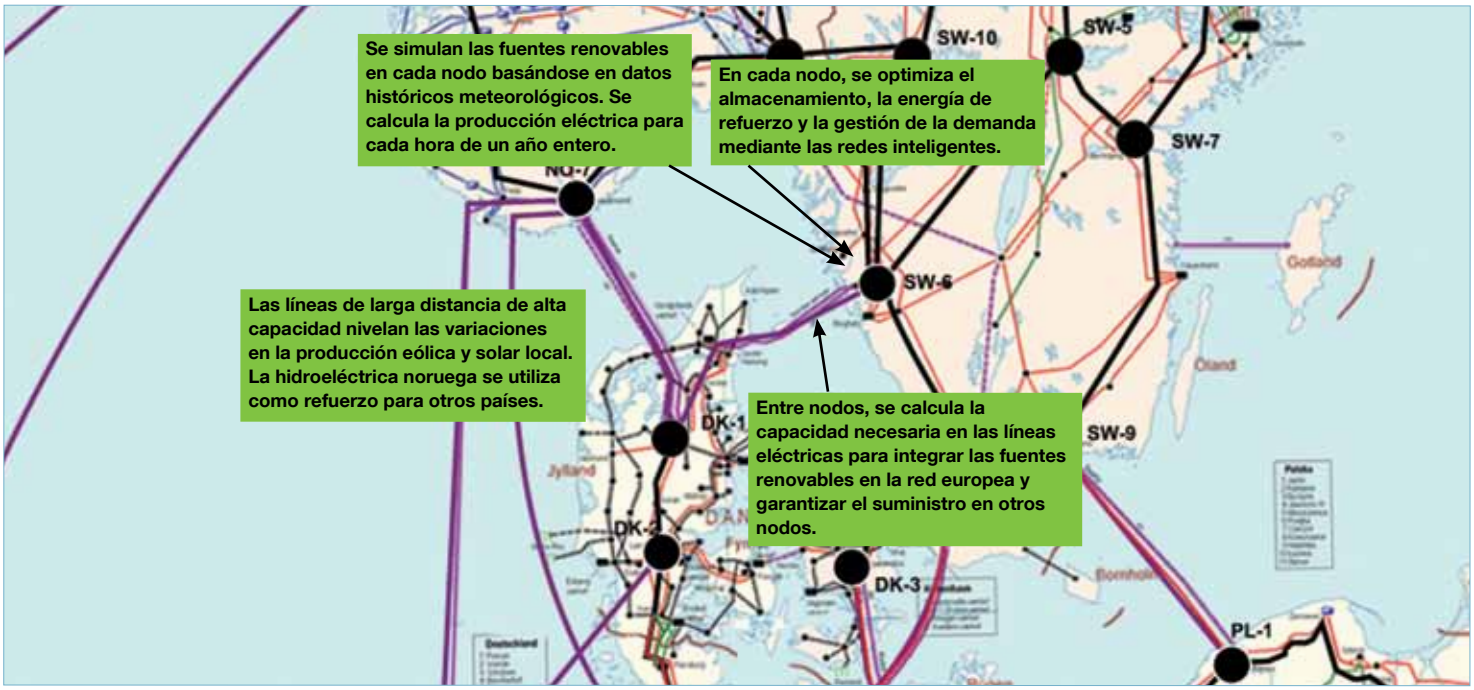
Optimización

Greenpeace demanda una red con un 68% de electricidad renovable para 2030 y un 100% para 2050.

Para alcanzar este objetivo los investigadores optaron por el método de la optimización, que compara los costes de ampliar la capacidad de la red con los de producir un mix más flexible, mejorar el mix renovable y utilizar el almacenamiento y gestión de la demanda. La optimización significa garantizar el suministro energético 24/7, incluso con una alta penetración de fuentes variables, y limitar las restricciones. Las restricciones ocurren cuando el suministro local de energía eólica y solar gratuita es excesivo y se debe cortar porque no se puede trasladar a otros lugares.

Optimizar el sistema requerirá aumentar la capacidad de la red más allá de lo necesario para garantizar el suministro y evitar tener que limitar la electricidad eólica o solar. En el simulacro se fueron añadiendo líneas eléctricas extras paso a paso siempre que el coste de una nueva infraestructura no fuera mayor que el coste de restringir la electricidad (ver figura). Así se creará una red eléctrica robusta con una mayor garantía de suministro.

Figura 9 Ejemplo de nodos e interconectores en el norte de Europa



Fuente: Energynautics, Greenpeace.

9 Greenpeace, EU-27 *Energy [R]evolution*. http://www.energyblueprint.info/1233.0.html
10 Estadísticas de ENTSO-E. https://www.entsoe.eu/index.php?id=67

imagen Carga de cables marinos.

Para optimizar el proceso es necesario:

- Conseguir flexibilizar la capacidad no renovable al cerrar progresivamente las centrales nucleares y las térmicas de carbón, en su lugar utilizar las centrales de gas como refuerzo para la producción renovable variable.
- Aumentar la capacidad de la red para evitar las restricciones sobre las fuentes de energía eólica y solar.
- Mejorar el mix de fuentes renovables que se complementan entre sí.
- Mejorar la distribución geográfica de las fuentes renovables, bien situarlas en zonas renovables de alta producción (p. Ej. zonas con mucho viento o sol) o cerca de los consumidores eléctricos para minimizar los costes de transmisión.

Métodos para conseguir 100% energía renovable para 2050

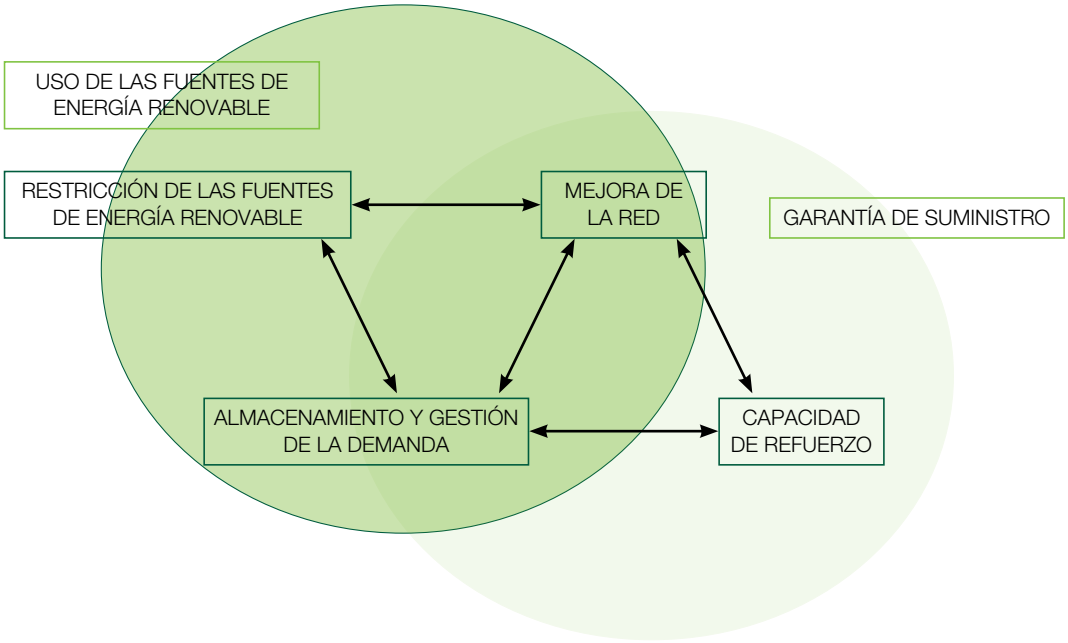
Siguiendo el proceso de optimización, el informe establece claramente cómo integrar un 68% de renovable, invertir 100.000 millones de euros en redes y cerrar progresivamente el 90% de las centrales nucleares y las térmicas de carbón (ver figura) para el 2030.

El enfoque definitivo (2050) depende de los avances tecnológicos, preferencias políticas y más estudios. El periodo de para decidir sobre las inversiones en infraestructuras, especialmente en redes eléctricas, es largo, así que al menos se necesita una década para su implementación.

Hemos definidos dos métodos distintos a seguir entre 2030 y 2050:

- **Red Baja – Europa Central**. Bajo este método se pretende producir la mayor cantidad de energía renovable posible cerca de las zonas con una alta demanda eléctrica. Está pensado principalmente para el centro de Europa; Alemania, los Países Bajos, Bélgica y Francia. Se aumenta la capacidad de la solar FV en estas zonas incluso cuando esos paneles solares podrían suministrar más electricidad si se instalarán en el sur de Europa. Bajo este método aumenta el coste de producción por kWh pero disminuyen los costes de inversión en la red que se limitan a 74 mil millones de euros entre 2030 y 2050. Garantizar el suministro depende menos de la red eléctrica y de las transmisiones de larga distancia. En su lugar se intensifica el uso de los gasoductos para transferir biomasa gasificada de una región a otra, por tanto se optimiza el uso de la biomasa como fuente compensadora. Al gasificar la biomasa, las antiguas centrales de gas se pueden convertir de gas natural a biogás evitando las inversiones hundidas en este sector.
- **Red Alta – Norte de África.** Se instalan el mayor número posible de fuentes de energía renovable en las zonas de mayor producción, especialmente la energía solar en el sur de Europa y las interconexiones entre Europa y el norte de África. Bajo este método se minimiza el coste de producción eléctrica y se incrementa la cantidad de electricidad transferida a larga distancia a través de la red. El resultado es un aumento en los costes de interconexión (inversión de 581.000 millones de euros entre 2030 y 2050) y una mayor garantía del suministro 24/7 debido a que la capacidad de la superred excede la demanda. Se equilibra la producción solar en el sur y la producción eólica en el norte de Europa.

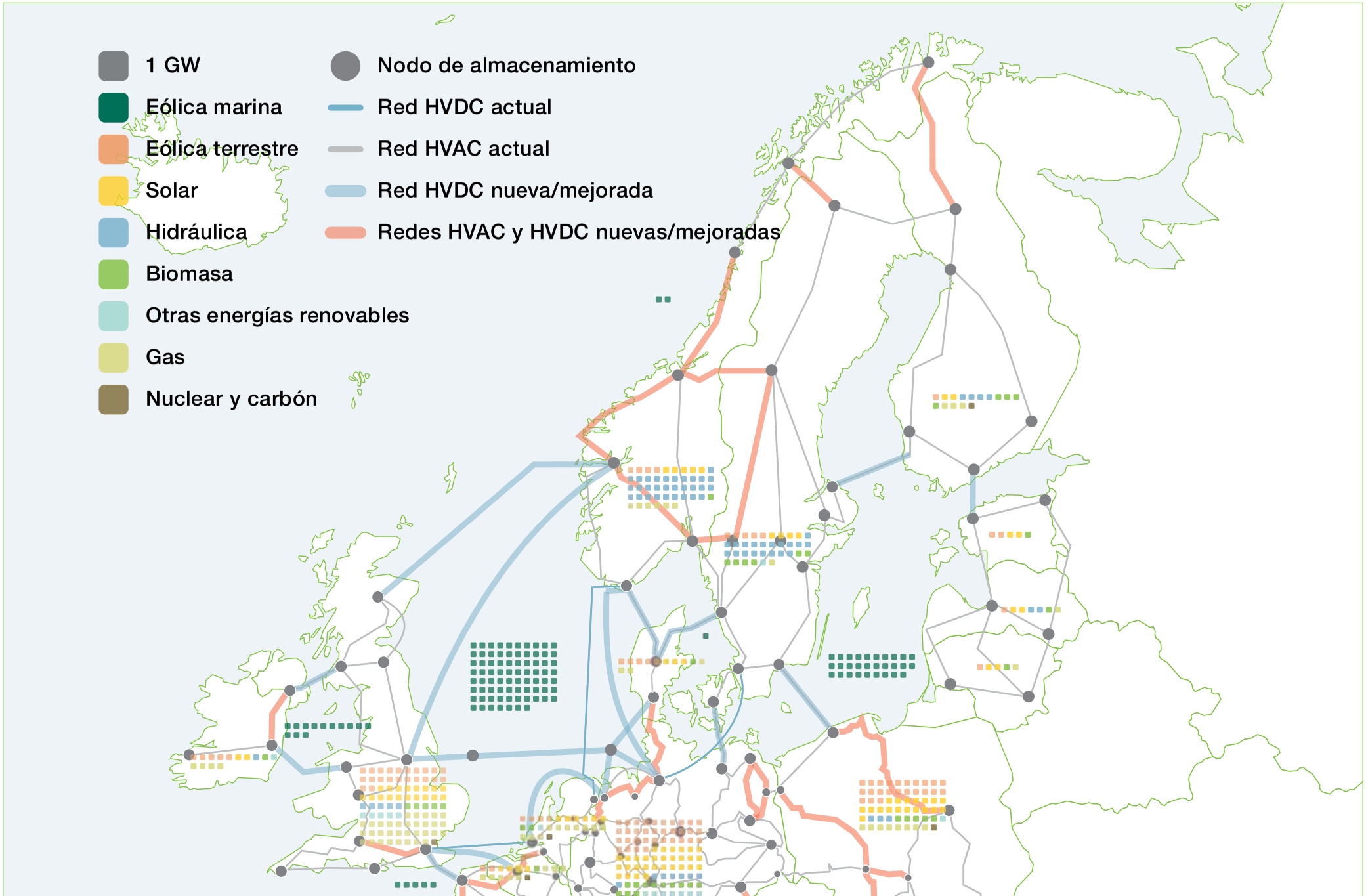
Figura 10 Proceso de optimización



Fuente: Energynautics.

El nuevo mapa energético de Europa

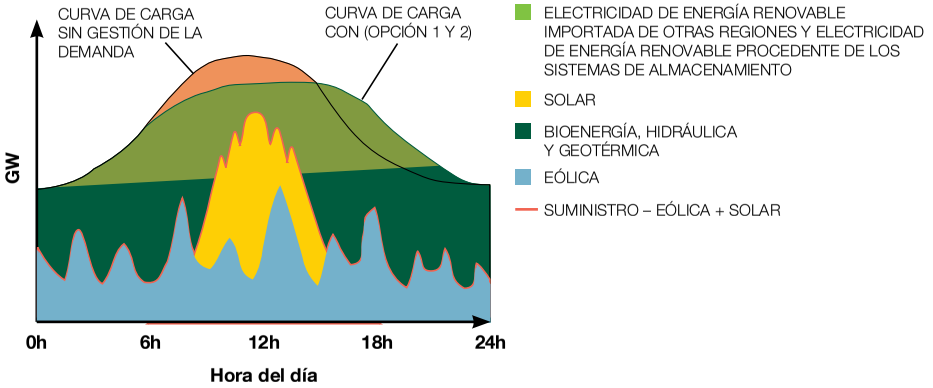
Figura 13 Panorama general del sistema energético en 2030 con un 68% de electricidad renovable



Mapa del sistema eléctrico renovable del 68% en 2030 como paso intermedio a la electricidad 100% renovable en 2050

La solución

Una red totalmente optimizada con un 100% de renovables que opere con almacenamiento, transmisión de electricidad a otras regiones, gestión de la demanda y restricciones sólo cuando sean necesarias. La gestión de la demanda es una técnica efectiva a la hora de desplazar el pico máximo y "allanar" la curva de la demanda eléctrica a lo largo del día.



Fuente: Greenpeace Internacional.

Nuevos estudios: Europa renovable 24/7 - continuación

Debemos recordar que entre los escenarios de 2030 Red Baja y Red Alta existen otros escenarios viables que combinan distintos niveles de desarrollo de red y potencia instalada de renovables. Durante la próxima década la política europea debe ser más precisa para facilitar la comprensión de cómo será el mix energético después de 2030.

Los dos escenarios de 2050 confirman el único escenario de 2030. En ambos escenarios Baja y Alta Red es necesaria una inversión en la red de 100.000 millones de euros antes de 2030, aunque el periodo para hacer dicha inversión varía ligeramente de un escenario a otro y algunas de la inversiones en la red para el periodo de 2010-30 pueden tener lugar después de 2030 en el escenario de Red Baja. En cuanto a las inversiones relativas a la capacidad de producción, la potencia que se estipula para 2030 es necesaria para ambos escenarios del 2050. El escenario de Red Baja requiere que el crecimiento de las renovables en Europa siga fuerte después de 2030, mientras que en el escenario de Red Alta el crecimiento en Europa después de 2030 decrecerá debido al aumento en la importación de electricidad renovable de África del Norte.

Figura 11 Métodos para conseguir un 100% de electricidad renovable para 2050[11]

2007
16%

Mix de generación UE (GW)

- Eólica: 57 GW
- Solar FV: 5 GW
- Energía solar concentrada
- Hidráulica: 140 GW
- Biomasa: 10 GW
- Geotérmica: 1 GW
- Marina: -
- Gas: 105 GW
- Carbón: 148 GW
- Nuclear: 132 GW

2020
≃40%

Mix de generación UE (GW)

- Eólica: 251 GW
- Solar FV: 144 GW
- Energía solar concentrada: 15 GW
- Hidráulica: 155 GW
- Biomasa: 13 GW
- Geotérmica: 5 GW
- Marina: 3 GW
- Gas: 122 GW
- Carbón: 196 GW
- Nuclear: 59 GW

2030
≃70%

Mix de generación UE (GW)

- Eólica: 376 GW
- Solar FV: 241 GW
- Energía solar concentrada: 43 GW
- Hidráulica: 157 GW
- Biomasa: 77 GW
- Geotérmica: 34 GW
- Marina: 21 GW
- Gas: 228 GW
- Carbón: 17 GW
- Nuclear: 17 GW

2050
≃100%

Generación:

- Eliminación progresiva del 90% de la carga base (nuclear + carbón)
- Gran incremento de las fuentes de energía renovable
- Aumento de la potencia flexible de gas

Aumento de las fuentes de energía renovable + eliminación progresiva de la carga base

Redes:

- Prioridad europea general a las fuentes de energía renovable
- 'Eslabones perdidos' (HVAC)
- Redes eólicas marinas
- Primer paso para una superred terrestre

Inversión en la red (2030):

- AC: 20.000 millones euros
- CC marina: 29.000 millones de euros
- CC terrestre: 49.000 millones de euros
- **Total: 98.000 millones de euros**

Generación:

- Aumentar el número de fuentes de energía renovable cercanas a los centros de demanda
- Optimizar el mix de las fuentes de energía renovable
- Transición del gas natural al biogás

Mix de generación UE:

- Eólica: 667 GW
- Solar FV: 974 GW
- Energía solar concentrada: 99 GW
- Hidráulica: 163 GW
- Biomasa: 336 GW
- Geotérmica: 96 GW
- Marina: 66 GW
- Importada: o GW

Escenario regional de Red Baja

Redes:

- Gaseoducto (biogás) para equilibrar las regiones europeas
- Minimizar las inversiones en la red

Inversión en red (2030-2050):

- CA: 10.000 millones de euros
- CC: 64.000 millones de euros
- **Total: 74.000 millones de euros**

Resultado: 99,5% de electricidad renovable

Mix de generación UE:

- Eólica: 497 GW
- Solar FV: 898 GW
- Energía solar concentrada: 99 GW
- Hidráulica: 165 GW
- Biomasa: 224 GW
- Geotérmica: 96 GW
- Marina: 66 GW
- Energía renovable importada: 60 GW

Generación:

- Minimizar los costes de generación
- Más solar en el sur, más eólica en las regiones ventosas
- En general los costes de generación son más bajos

Zona de viabilidad

Red Alta conexión con el norte de África

Redes:

- Superred para equilibrar las regiones europeas
- Interconexión 'media' con el norte de África
- Mayor inversión en la red

Inversión en la red (2030-2050):

- CA: 39.000 millones de euros
- CC: 542.000 millones de euros
- **Total: 581.000 millones de euros**

Resultado: 98% de electricidad renovable

Fuente: Energynautics, Greenpeace.

11 El modelo incluye la capacidad de producción de Noruega, Suiza y los estados de los Balcanes, sin embargo, se han omitido en esta figura para facilitar la comparación de los datos con otros estudios. La inversión en red es para Europa.

imagen Primer plano de un cable marino bajo el agua.

Los parámetros del estudio

Simular la generación eléctrica de toda la red europea tuvo algunas limitaciones dada la complejidad de los cálculos necesarios para desarrollar los conceptos aquí expuestos. En particular, se considera recomendable hacer estudios adicionales en las siguientes áreas ya que estaban fuera del ámbito de este estudio:

- Introducir los resultados de los tres escenarios descritos en este informe en el escenario de la *[R]evolución Energética* para definir la totalidad de los costes económicos, la creación de empleo y la interacción con otros sectores energéticos como el transporte, calefacción y la industria. Integrar mejor un modelo dinámico como el de este estudio y los escenarios de mercado, entre ellos la *[R]evolución Energética*, supondría una optimización de los costes económicos globales.
- El escenario de 2030 no incluye la opción de optimizar la capacidad de generación situándola cerca de la demanda. Por tanto está más próximo al escenario de Red Alta de 2050. Podemos asumir que se ha subestimado la inversión en renovables para 2030 en Europa Central cuya demanda neta a lo largo del año es alta con la resultante importación neta de electricidad del norte y sur de Europa. En consecuencia, no se debe considerar como objetivo nacional la potencia renovable adjudicada a cada país o nodo en el modelo de 2030. Son necesarios más estudios para distribuir mejor la capacidad renovable de cada nodo para 2030.

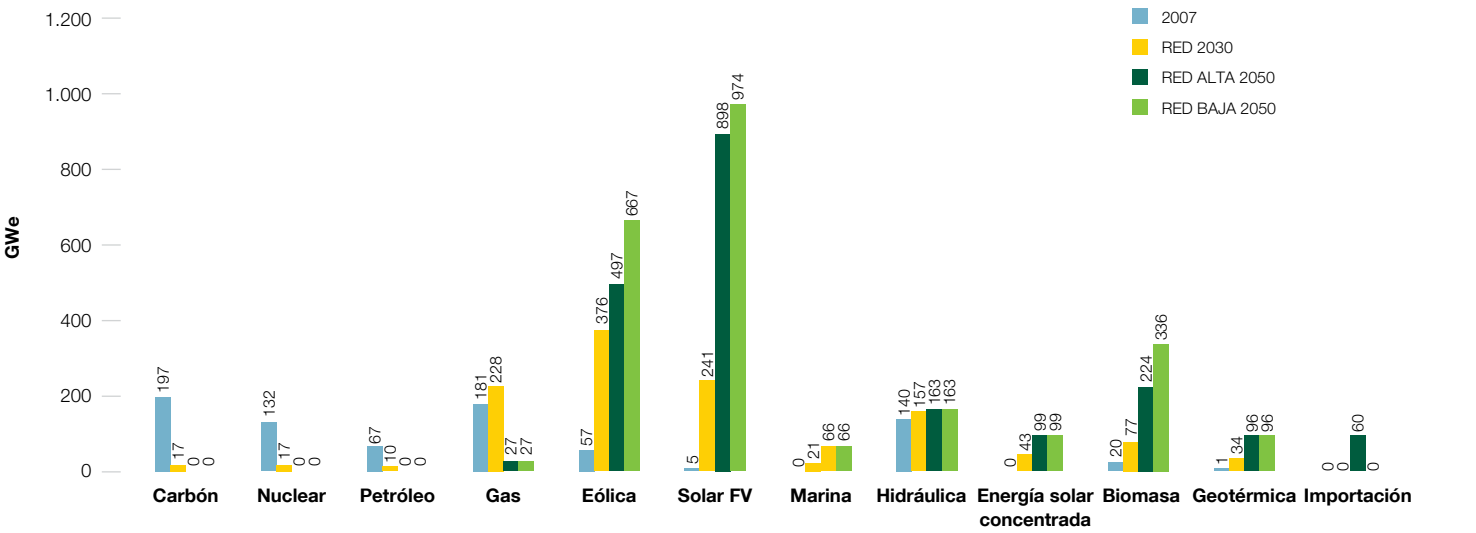
Potencias que se emplearon en el modelo de la red europea

El escenario Avanzado para 2030 de la *[R]evolución Energética* cuenta con una potencia instalada de energía renovable de 949 GWe que produce el 68% de toda la electricidad. Para 2050 la potencia instalada aumenta a 1.518 GWe, lo que supone un 97% de la electricidad.

Las potencias para la UE de los 27 descritas en este informe hacen referencia a Europa en general y no se han establecido para cada Estado miembro. Para crear un modelo que se basara en los 224 nodos en la Europa de los 27, Noruega, Suiza y los estados de los Balcanes, se asignó a cada nodo los resultados de la *[R]evolución Energética* y se hicieron extensibles a los países que no pertenecen a la UE basándose en la literatura[12] existente y en los modelos adicionales que realizó Energynautics.

Bajo el escenario Red Baja de 2050 se incluyen algunas dimensiones alternativas a los resultados de la *[R]evolución Energética*. En concreto, se aumenta la potencia FV y eólica así como la potencia de las centrales de biomasa mientras que se mantiene constante la disponibilidad de biomasa sostenible anual.

Figura 12 Potencias instaladas en la Europa de los 27 utilizadas en las simulaciones de este informe[13]



Nota: Estas potencias se utilizaron para simular la producción eléctrica en cada nodo del modelo informático de la red europea para cada hora del año basándose en datos históricos meteorológicos (radiación solar, velocidad del viento). Para 2030 el 90% de las centrales nucleares y térmicas de carbón se han cerrado progresivamente. Después de 2030, las centrales de gas pasan gradualmente del gas natural al biogás. Esto quiere decir que gran parte de la potencia de biomasa de 2050 procede de la adaptación de las centrales de gas.
Fuente: Greenpeace, Energynautics.

12 DLR, Trans-CSP. http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/
13 Las potencias para Noruega, Suiza y los estados de los Balcanes que aparecen en el modelo se han omitido en esta figura para facilitar la comparación de los datos con los de otros estudios sobre la Europa de los 27.

Seis pasos para construir la red de la Europa renovable 24/7

PASO 1 Más líneas para suministrar electricidad renovable donde haga falta

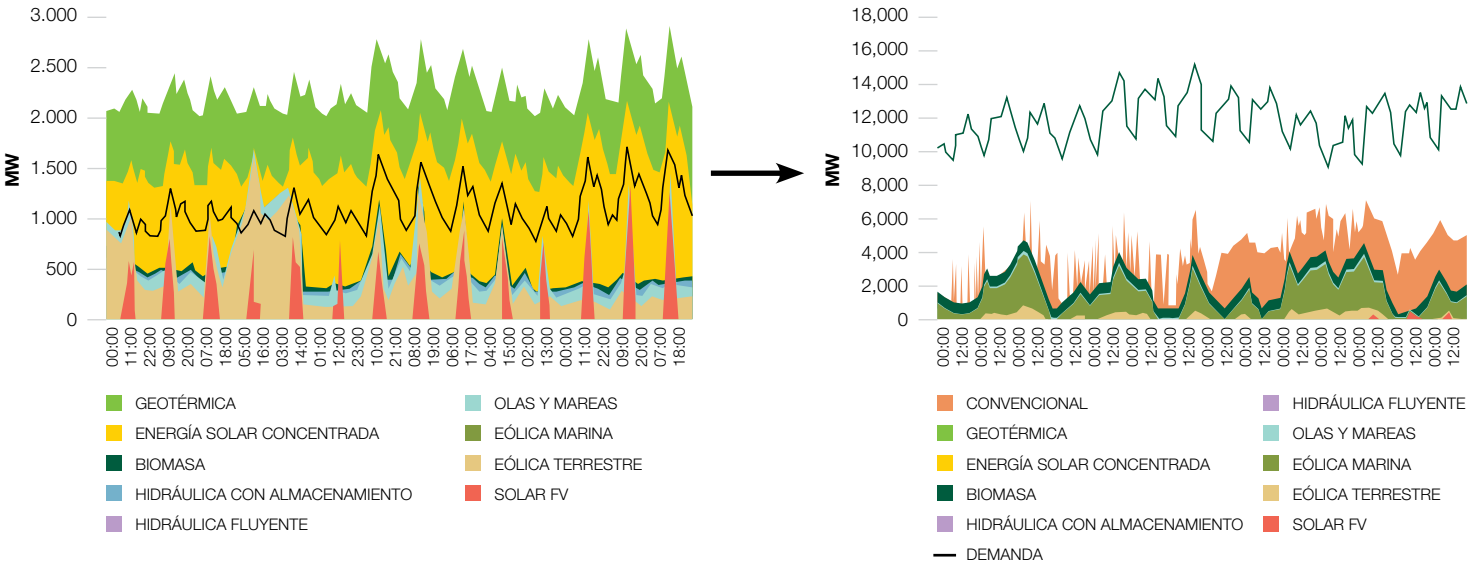
El primer paso para desarrollar un sistema eléctrico 100% renovable consiste en añadir más líneas eléctricas a la red de alto voltaje existente en 2010. Se necesitan especialmente líneas que vayan de las zonas con sobreproducción, por ejemplo el sur de Europa durante el verano, a las zonas de gran demanda como Alemania. Esto permite un uso más eficiente de la energía solar instalada. Durante los meses de invierno ocurrirá lo contrario cuando el gran excedente de energía eólica del norte se distribuya a las grandes ciudades del sur. Es normal que tanto la velocidad del viento como la radiación solar varíen simultáneamente a lo largo de Europa, por tanto, interconectar las renovables variables 'suaviza' las variaciones de cualquier zona. Incrementar la infraestructura de la red aumenta la garantía del suministro y mejora el uso de las fuentes de energía renovable. También significa que la potencia de respaldo se puede usar más económicamente, porque las centrales de biomasa, hidráulicas o de gas de una región se pueden transferir a otra región.

En el primer paso se añaden líneas hasta alcanzar el punto denominado Modelo Base donde se garantiza el suministro de electricidad a toda Europa las 24 horas del día, siete días a la semana.

Recuadro 3 Corriente Continua en Alta Tensión (HVDC)

Esta tecnología se puede utilizar como una estructura de red superpuesta para distribuir energía en enormes cantidades, por ejemplo, a las grandes potencias, a larga distancia donde hace falta energía. Las líneas tienen alrededor de la mitad de pérdidas de transmisión que las líneas más convencionales de Corriente Alterna de Alta Tensión (HVAC). Para largas distancias (más de 500 km) las líneas HVDC son más económicas pero supone un aumento en el precio de los convertidores[14]. Otra de las ventajas de los cables HVDC es que facilitan soterrar por completo la superred. Aunque este método es más costoso, si se utilizan las rutas de transporte existentes y se colocan los cables a lo largo de las carreteras o de las vías de tren, la infraestructura de la superred HVDC se puede desplegar con rapidez y se reduce el impacto visual de la instalación.

Figura 14 Suministro y demanda de electricidad renovable en una ciudad italiana y otra del Reino Unido en el mismo periodo de tiempo



Fuente: Energynautics.

14 *Renovables 24/7: La Infraestructura necesaria para salvar el clima.* Greenpeace 2010. http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/100204.pdf

imagen Tecnología undimotriz (energía de las olas), que utiliza una columna de agua para mover una turbina.

Transporte a larga distancia para evitar la pérdida de electricidad

El Modelo Base solo busca garantizar el suministro eléctrico las 24 horas del día. Al desarrollar nuestro modelo surgió un problema inesperado: los cuellos de botella en la red impiden que en ocasiones sea posible distribuir grandes cantidades de fuentes renovables variables. Este problema ocurre cuando hay periodos de mucho viento o sol y la demanda eléctrica local es baja. Dado que la sobreproducción no se puede utilizar en una misma región, los aerogeneradores y las centrales solares se tienen que apagar.

En el Modelo Base estas pérdidas suponen un total de 346 TWh al año o el 12% de la producción de estas fuentes energéticas si no tuvieran la entrada a la red restringida. Esto representa unas pérdidas económicas de 34.600 millones de euros al año.

No obstante, las pérdidas en renovables se pueden reducir si la electricidad se distribuye a mayor distancia dentro de Europa, desde las zonas con sobreproducción a aquellas con una demanda neta de electricidad. La figura de abajo muestra que hay una sobreproducción en un nodo italiano mientras que en el mismo periodo en el Reino Unido la producción es demasiado baja. La transmisión de electricidad del nodo italiano al Reino Unido suavizará las diferencias y el uso de las fuentes de energía renovable instalada será más económico.

PASO 2 Para reducir pérdidas la energía renovable será prioritaria dentro de la red europea

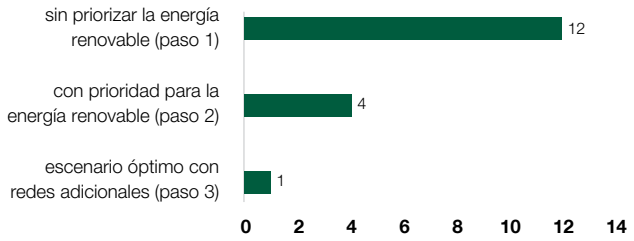
En el Modelo Base se asume que la energía renovable tiene acceso prioritario en cada uno de los nodos. Esto refleja la situación en muchos países europeos donde existe esta prioridad en el ámbito nacional. Sin embargo, no hay una normativa clara en Europa, incluida la regulación sobre la interconexión entre países. Por ejemplo, en la actualidad los aerogeneradores de Alemania no tienen preferencia sobre las centrales nucleares de Francia a la hora de suministrar energía a la red europea.

Este estudio también examina qué efecto tendría cambiar la legislación para priorizar las fuentes renovables en toda Europa, incluyendo la prioridad en todas las interconexiones, para la que no es necesaria una inversión adicional. Bajo este escenario el uso de fuentes renovables aumentaría dramáticamente y se reducirían enormemente las pérdidas por la restricción (ver figura 15). Con solo mejorar la normativa de esta manera, sin poner en peligro el suministro energético, las pérdidas renovables se reducirían de un 12% a un 4% lo que supondría un ahorro anual de 248 TWh de electricidad o 24.800 millones de euros al año.

Bajo este nuevo método de 'despacho', la producción energética solar FV aumentaría un 10% y la eólica un 32% para 2030, comparado con el escenario base que no prioriza el 'despacho'. El incremento en la producción de las fuentes limpias implica un descenso adicional en la de las fuentes de combustibles fósiles. Especialmente la producción energética con gas, que caería un 5% más que en el escenario Base.

Para alcanzar un 100% renovable en el 2050 hay que establecer un reglamento sobre cuál tiene prioridad entre las fuentes renovables. Las renovables variables como la eólica o la solar FV deben tener prioridad sobre las renovables despachables como la hidráulica o biomasa almacenada, que se utilizarán como refuerzo.

Figura 15 Nivel de limitación eléctrica sobre las fuentes renovables en 2030 (%)



Fuente: Energynautics 2011.

PASO 3 Líneas adicionales para que la energía renovable traspase los cuellos de botella

Incluso cuando las fuentes renovables tienen prioridad en la entrada a la red en el contexto europeo, se desperdicia una cantidad significativa de renovables, especialmente en la eólica marina que pierde el 17% de lo que podría producir si no existiesen los cuellos de botella. Para el conjunto de las fuentes renovables esto representa 9 TWh, un 4% del total, y una pérdida económica de casi 10.000 millones de euros al año.

Para canalizar las sobreproducciones fuera de sus regiones es necesaria una ampliación adicional de la red, especialmente hay que reforzar las líneas entre el norte y sur de Europa. También son necesarias más líneas entre las grandes ciudades, como Londres, y la red eólica marina.

Para resolver este problema, Energynautics estudio qué grado de mejora en las redes sería necesario para reducir la pérdida de la producción eléctrica renovable a causa de los cuellos de botella. Para 2030, considerando la opción más cara, una mejora con un coste de 28.000 millones de euros reduciría las pérdidas de un 4% a un 1%, lo que significa un ahorro neto de 66 TWh al año o 6.500 millones de euros anuales. La inversión necesaria para conseguir este nivel de mejora en la red es recuperable en pocos años. La reducción de pérdida de eólica sería la más significativa, que pasaría de un 17% a sólo un 4%. El método empleado para 2050 es similar.

La inversión total necesaria sería de alrededor de 98.000 millones de euros hasta el 2030 y para los escenarios de Red Baja y Alta de 2050 harían falta además unos 74.000 millones de euros y 581.000 millones de euros respectivamente. Esto permite implantar el método más caro, el soterramiento de las líneas y emplear nuevas tecnologías como la HVDC, (ver recuadro). Este tipo de infraestructura tiene una vida útil de 40 años lo que implica que para 2030 la inversión supone menos de un 1% del coste[15] total de la electricidad.

15 El cálculo se basa en 3553 TWh/a para 2030, coste de la red 98.000 millones de euros y coste de la electricidad 100 euros/MWh.

Seis pasos para construir la red de la Europa renovable 24/7 - continuación

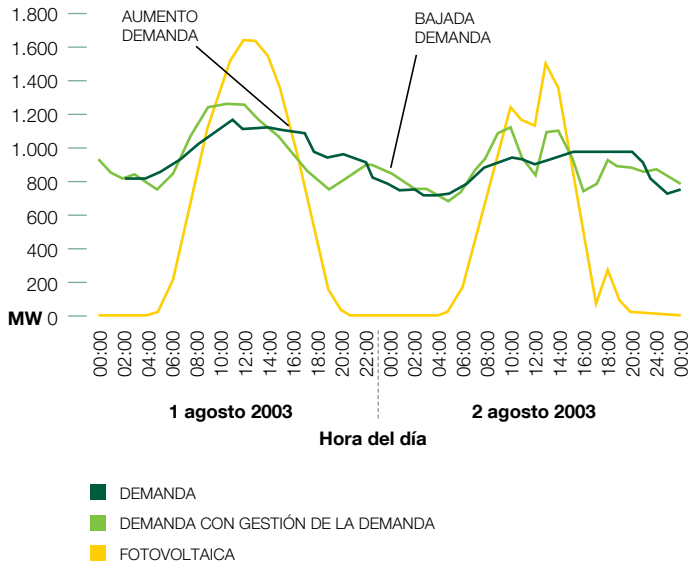
PASO 4 Gestión de la demanda y redes inteligentes para reducir las pérdidas en la transmisión (solo para 2030)

La gestión de la demanda y el almacenamiento (paso 5) tiene un efecto muy similar sobre el sistema eléctrico. La gestión de la demanda desplaza un porcentaje de la demanda de los periodos de baja disponibilidad de renovables variables a periodos con más energía renovable disponible, mientras que el almacenamiento acumula la electricidad de la sobreproducción de renovables variables para usar en periodos con menor disponibilidad de estas energías.

En la gestión de la demanda se utiliza una variedad de tecnologías de la red inteligente (ver la lista de definiciones en la introducción). La gestión de la demanda se emplea en muchos sectores industriales pero también se puede utilizar en los hogares si se ponen en práctica las tecnologías de gestión de la red. Por ejemplo, es posible comunicarse con los frigoríficos para que los compresores no entren en funcionamiento durante el pico típico de las seis de la tarde. Si esto tiene lugar en distritos enteros puede afectar al nivel de demanda o a la curva de carga. La gestión de la demanda ayuda también a prevenir la pérdida de electricidad en la distribución a larga distancia (se pierde como calor).

En este estudio las simulaciones de gestión de la demanda se hicieron solo para 2030. En 2050 se utilizaron simulaciones de almacenamiento para estudiar distintos niveles de gestión de la demanda. Dadas las similitudes entre las simulaciones de gestión de la demanda y de almacenamiento esta simplificación es legítima.

Figura 16 Típica curva de carga en Europa que evidencia las subidas y las caídas diarias del uso de electricidad



Fuente: Energynautics.

imagen Parque marino eólico, Middelgrunden, Copenhague (Dinamarca).

imagen Aerogeneradores y cables eléctricos.

PASO 5 Añadir el almacenamiento al sistema (2030 y 2050)

Otra forma fundamental para igualar la oferta y la demanda es añadir capacidad de almacenamiento, por ejemplo a través de las centrales hidráulicas de bombeo, las baterías de los vehículos eléctricos o las sales fundidas para la energía solar concentrada. Como el almacenamiento es relativamente caro, en este estudio se buscó el coste óptimo entre invertir en almacenamiento y ampliar las redes. Hay que encontrar el punto en que la combinación ampliar red/añadir almacenamiento resulta más económica. En este estudio se utiliza la optimización de costes para determinar ese punto.

Como se mencionó en el paso cuarto, las simulaciones de almacenamiento también sirvieron para estudiar los efectos de la gestión de la demanda en 2050. El almacenamiento se tiene en cuenta en el contexto europeo. Así la sobreproducción en un nodo se puede almacenar en otro y la electricidad almacenada se puede utilizar como refuerzo en cualquier nodo de la red europea, siempre que haya capacidad para su distribución.

La combinación de almacenamiento y gestión de la demanda tiene un efecto limitado sobre la Red de Alto Voltaje de 2030. Podemos asumir que tiene cierto efecto sobre la distribución (las redes más locales) pero este hecho no forma parte del estudio. El relativo poco impacto en 2030 se debe a la inversión de 98.000 millones de euros en redes, según se simuló en este informe, que permite una integración fácil de hasta un 68% de renovables, siempre que el 90% de la carga base de carbón y nuclear se hayan eliminado progresivamente.

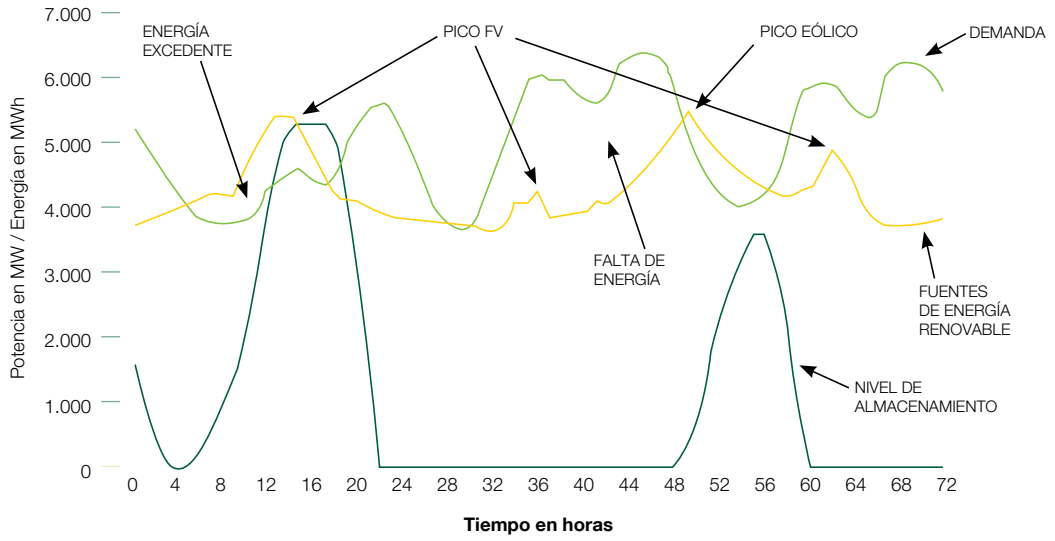
Sin embargo, integrar en 2050 cerca del 100% de la energía renovable en el sistema eléctrico supone un mayor desafío que integrar el 68% en 2030. El almacenamiento y la gestión de la demanda tendrán un papel muy importante a la hora de equilibrar la oferta y la demanda. Esto es especialmente cierto para el escenario de Red Baja basado en una alta producción regional cercana a los centros de demanda. En este escenario el almacenamiento y la gestión de la demanda pueden lograr que la restricción a la electricidad renovable descienda de un 13% a un 6%. Hemos asumido que para 2050 gran parte de la electricidad restringida se podrá almacenar o utilizar para otros usos eléctricos.

PASO 6 Garantizar el suministro: electricidad 24/7 incluso si el viento no sopla

El almacenamiento, la gestión de la demanda y un mayor número de líneas ayudan a garantizar el suministro ya que, incluso bajo una situación meteorológica extrema (poco viento y poca radiación solar durante el invierno), se puede importar el excedente energético eólico de otra región. Para evaluar el sistema del modelo se identificaron las situaciones meteorológicas más extremas de los últimos 30 años y se incorporaron los datos a los cálculos. Estas situaciones suelen darse en el invierno cuando hay poco viento y poca radiación solar pero mucha demanda. El modelo puede predecir si el sistema óptimo será capaz de superar la prueba o si son necesarias más líneas eléctricas.

Para los modelos de 2030 y 2050 las simulaciones realizadas demostraron que el modelo óptimo es lo suficientemente robusto para soportar las situaciones climáticas más extremas.

Figura 17 Uso del almacenamiento en una localidad de España



Fuente: Energynautics.

Un modelo energético sucio e inflexible para 2030

Solicitamos a Energynautics que una parte del estudio se centrase en el desarrollo de un 'modelo sucio' para averiguar qué ocurriría si el sistema eléctrico continuase utilizando las centrales térmicas de carbón y nucleares como carga base.

El modelo asume que la mitad de la potencia instalada de gas del escenario de la *[R]evolución Energética* ha sido reemplazada por las inflexibles centrales térmicas de carbón o nucleares de unos 114 GW adicionales. Esto equivale a 114 grandes centrales térmicas de carbón o nucleares de 1.000 MW. La potencia total de carga base inflexible es por tanto de 148 GW, cerca de los 158 GW de hoy día (2007).

Como se mencionó anteriormente utilizar las inflexibles centrales térmicas de carbón o nucleares como carga base es un problema a la hora de integrar a gran escala las fuentes de energía variable. Se investigó esta cuestión porque algunas empresas eléctricas nucleares afirman que las centrales nucleares y las térmicas de carbón pueden ser el complemento perfecto de las fuentes renovables.

Algunas empresas eléctricas nucleares sostienen que con unos cambios técnicos se mejoraría la flexibilidad[16] de los reactores nucleares. Sin embargo, aumentar la flexibilidad nuclear implica que el reactor es menos seguro y existen limitaciones técnicas sobre los cambios que se pueden hacer a la velocidad y frecuencia de la producción de energía. Además, suponiendo, que tal y como propone la compañía E.ON, las centrales nucleares y las térmicas de carbón pudieran teóricamente 'encajar' y complementar a las renovables variables, la rentabilidad de las nucleares y térmicas de carbón caería en picado. El factor de carga medio para una hipotética central nuclear flexible sería de un 50% en 2030. Esto significa que invertir hoy en una nueva central nuclear con un precio de unos 6.000 millones de euros supondría una gran pérdida económica (para más información ver el capítulo Consecuencias para los inversores). Por tanto, la inflexibilidad de los carísimos reactores nucleares o centrales térmicas de carbón no es solo un problema técnico y de seguridad, es también un problema económico.

El estudio revela que mantener incluso unos niveles nucleares y de carbón parecidos a los de hoy tiene un efecto económico negativo en todo el sistema eléctrico en general. Dada su inflexibilidad se perdería más electricidad renovable porque el sistema eléctrico no puede responder eficazmente a las variaciones en el suministro de electricidad renovable. Se estiman que las pérdidas serían de 316 TWh al año o 32.000 millones de euros anuales. El coste que supone para el sistema tener más energía de carbón o nuclear durante cuatro años es superior al coste de mejora de la red de 98.000 millones de euros que se plantea en el escenario de la *[R]evolución Energética* hasta 2030.

El continuo aumento de la energía renovable en el mix de producción significa que invertir en la energía nuclear tiene un mayor riesgo. Incluso si las empresas eléctricas nucleares consiguen ralentizar el crecimiento de las renovables para así proteger los intereses creados en la nuclear y el carbón, es poco probable que consigan un factor de carga elevado. Solo los inversores imprudentes se fiarían de las valoraciones efectuadas por los promotores de proyectos nucleares que sitúan el factor de carga en un 85% a lo largo de toda la vida útil del reactor.

Aunque la industria sostiene que la energía nuclear tiene un papel que jugar en Europa, dicha afirmación no se basa en la realidad. Dos proyectos nucleares 'bandera' que se están construyendo en Finlandia y Francia han sufrido graves problemas técnicos, lo que ha provocado grandes retrasos, además de rebasar cada uno el presupuesto en unos 3.000 millones de euros. Las grandes empresas eléctricas nucleares como RWE y E.ON han solicitado cuantiosas subvenciones al Reino Unido antes de involucrarse en otro costoso proyecto con un reactor nuclear.

16 IER, Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzugungsportfolio. Encargo de E.ON, 2009.

imagen Construcción de aerogeneradores en el Reino Unido.

Casos de estudio

Caso alemán

En 2009 el 16,1% de la demanda eléctrica de Alemania provenía de fuentes renovables, con 6,5% de la demanda procedente de la energía eólica. En 2003[17] el porcentaje de la electricidad originada de renovables en Alemania era del 7,5%, lo que significa que en solo seis años se duplicó el porcentaje.

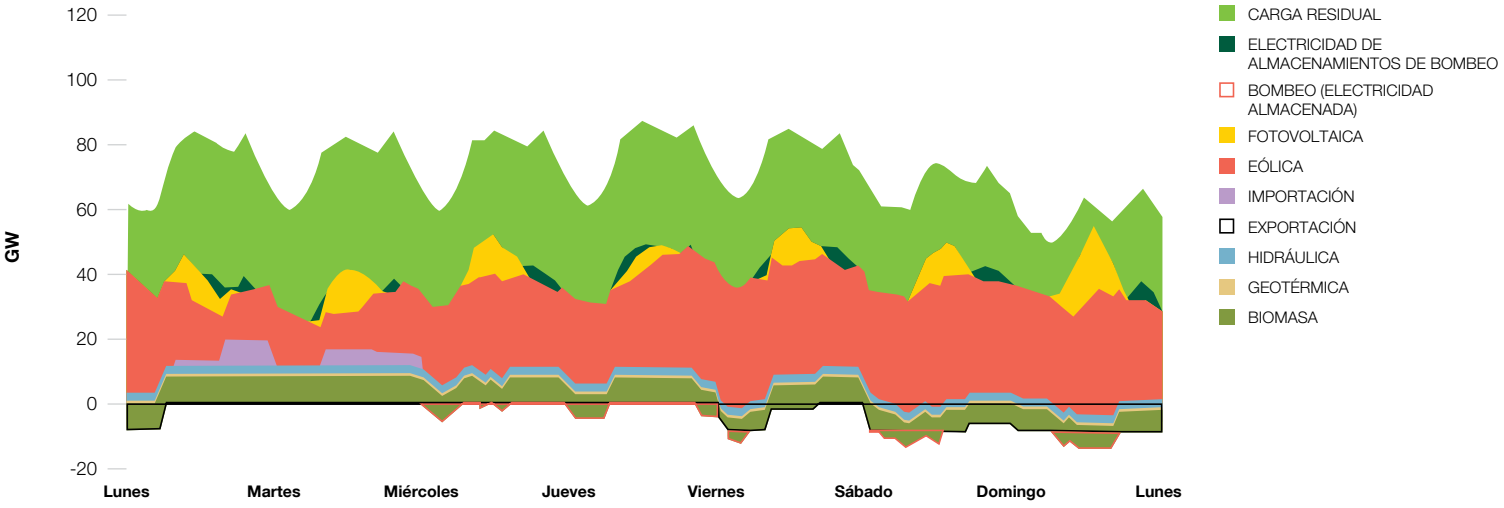
Según la Federación Alemana de Energía Renovable (BEE), si en Alemania continúa el crecimiento de las renovables a este ritmo, su porcentaje pasará de un 16,1% a un 47% para 2020, o lo que es lo mismo, casi la mitad de la demanda eléctrica[18]. Dado el gran porcentaje de energía variable eólica y solar FV que habrá en el mix renovable de 2020 (68%) será necesario adaptar el sistema eléctrico para poder integrarlo.

Las simulaciones que encargó la BEE al instituto de investigación alemán Fraunhofer-IWES mostraron que para 2020 la producción eléctrica procedente de fuentes renovables excedería la totalidad de la demanda en Alemania en periodos con mucho viento o radiación solar. Un 47% de la producción anual provendría de fuentes renovables. La producción entonces aumentaría a 70 GW mientras que la demanda total sería sólo de 58 GW. Los 12 GW extra se podrían acumular en almacenamientos de bombeo o exportar a otros países (ver Figura 18)[19].

Los cálculos del instituto Fraunhofer también mostraron que para 2020 alrededor de la mitad de la carga base existente (nuclear y carbón) en Alemania se tendría que apagar para permitir que la electricidad renovable se integrase sin problemas.

Estas conclusiones están en total contradicción con la decisión tomada por el gobierno alemán en septiembre de 2010 de ampliar la vida útil de los reactores nucleares alemanes en una media de 12 años (ocho años para los reactores anteriores a 1980 y 14 para las centrales más modernas). No obstante, todavía no es definitiva la ampliación de la vida útil de las centrales y Greenpeace y varios estados alemanes cuestionarán su legalidad en el Tribunal Constitucional germano.

Figura 18 Simulacro de la producción eléctrica procedente de fuentes renovables en Alemania durante una semana en 2020. El domingo la producción total de renovables excede la demanda total y se almacena o exporta



Fuente: Fraunhofer-IWES, 2009.

17 Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Renewable Energy Sources in Figures - National and International Development. Junio 2010. http://www.erneuerbareenergien.de/files/english/pdf/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_en_bf.pdf
18 Fraunhofer-IWES, Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland. Im Auftrag des BEE. Diciembre 2009. http://www.beeev.de/_downloads/publikationen/studien/2010/100119_BEE_IWESSimulation_Stromversorgung2020_Endbericht.pdf
19 Ibídem.

Estudio de casos - continuación

Caso español

El sector eléctrico renovable español ha tenido un crecimiento admirable en los últimos años. La potencia instalada eólica se duplicó en cuatro años, de 8,7 GW en 2005 a 18,7 a finales de 2009[20]. La eólica produjo el 16% en 2010 y el conjunto de las renovables produjo más electricidad (35%)[21] que la energía nuclear (21%) y el carbón (8%) juntas. Si el crecimiento de las fuentes renovables continúa a este ritmo se predice que para 2020 podrían suministrar alrededor del 50% de la electricidad.

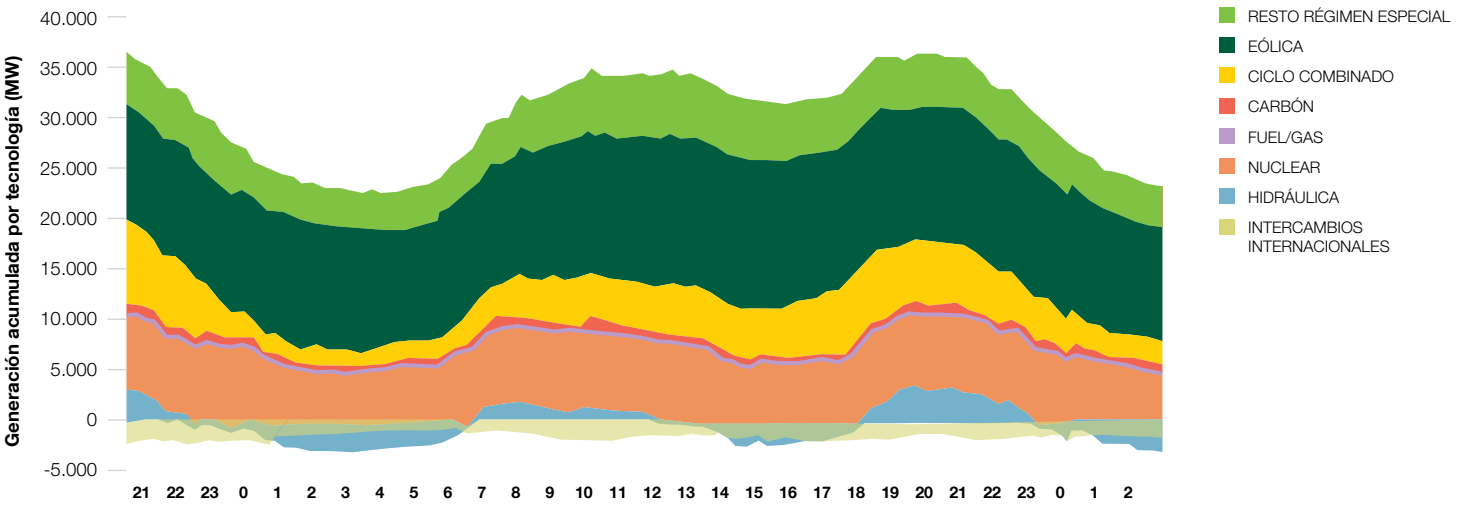
Sin embargo, aunque el mercado tuvo un buen crecimiento entre 2005 y 2006,cuando cada año se instaló alrededor de 3 GW de energía eólica, el crecimiento ha disminuido. Se espera que debido a los límites que el Gobierno ha impuesto sobre la construcción de nuevas instalaciones y la gran incertidumbre existente sobre la legislación se mantenga para 2010 alrededor de 1 GW[22].

Las actuaciones que llevó a cabo el Gobierno español para frenar el crecimiento de las renovables tuvieron lugar tras las fuertes críticas por parte de las grandes empresas eléctricas. Estas empresas vieron cómo disminuían los beneficios obtenidos de las centrales térmicas de carbón y de gas por el descenso de demanda eléctrica debido a la crisis económica, el crecimiento de la oferta renovable y por la inflexible producción de carga base nuclear. La potencia instalada en centrales de gas aumentó en 2009 en un 6%, pero su producción anual se redujo en un 14%, disminuyendo por tanto el factor carga medio a un 38%.

La inflexibilidad de la producción de energía nuclear se ve claramente en el evento del 9 de noviembre de 2010, cuando hubo una producción récord eólica que llegó a los casi 15 GW de energía que suplían casi la mitad de la demanda eléctrica española. Como se puede ver en la figura que representa la producción eléctrica de ese día, el fuerte incremento en la producción de energía renovable tuvo que enfrentarse a la inflexible (sin variar) producción nuclear en carga base que obligó a las centrales de gas a restringir casi toda su producción energética. En situaciones similares ocurridas en los dos últimos años, los aerogeneradores han sido paralizados, no por las limitaciones de la red para transportar la energía eólica a donde se demandaba, sino debido a la sobreproducción ocasionada por el modo de producción permanente en que operan las centrales nucleares en España[23]. Se estima que en 2010 se habrán restringido alrededor de 200 GWh de electricidad eólica, dando prioridad a la energía nuclear[24].

El problema que ocasiona la inflexibilidad de las centrales nucleares aumentará inevitablemente durante los próximos años con el crecimiento de la energía eólica y solar. Tal y como queda demostrado en la simulación de este informe, para 2030 será necesaria una eliminación progresiva de la energía en carga base para evitar pérdidas económicas en el sistema eléctrico. Si esto no ocurre habrá que restringir la electricidad renovable gratuita y limpia.

Figura 19 Suministro eléctrico del sistema español el 9 de noviembre de 2010 cuando la energía eólica cubría cerca del 50% de la demanda



Fuente: Red Electrica, 2009.

20 Red Eléctrica, *El sistema eléctrico español* 2009.
21 Red Eléctrica, *El sistema eléctrico español*, informe preliminar 2010.
22 Power In Europe 588, 15 Noviembre 2010. Las cifras publicadas por la Asociación Empresarial Eólica en enero 2011 sitúan la potencia instalada en 2010 en 1,5 GW, lo que supone el menor crecimiento en siete años.
23 En las primeras horas del 30 de diciembre de 2009 la energía eólica cubría un 54,1% de la demanda eléctrica pero hubo que restringir 600 MW de energía eólica por priorizar la producción nuclear.
24 Red Eléctrica. Dificultades de integración eólica. Noviembre 2010.

imagen Torres de refrigeración en la central eléctrica de Didcot, Reino Unido.

Consecuencias para los inversores

Una de las conclusiones principales de este estudio es que durante las próximas décadas las centrales eléctricas tradicionales tendrán cada vez menos posibilidad para funcionar en carga base. Según incremente la penetración de la producción variable eólica y fotovoltaica en la red eléctrica, el resto del sistema se verá obligado a funcionar más a menudo en 'modo de regulación', llenando el hueco inmediato entre demanda y producción.

Esto significa que la rentabilidad de las centrales de carga base como las nucleares y las térmicas de carbón cambiará de manera importante según penetre más producción variable en la red eléctrica.

Los costes fijos de las centrales eléctricas de gas son relativamente bajos (la construcción representa entre un 15% a un 20% de los costes de producción energética), mientras que los costes marginales son altos, alrededor del 60% del coste de producción depende del coste del combustible, es decir, del gas natural. Esto significa que las centrales de gas pueden ser económicas incluso con un factor de capacidad inferior al 50%.

Muy distinta es la situación de los reactores nucleares y hasta cierto punto del carbón (lignito o cualquier central térmica de carbón con captura y almacenamiento de carbono). Los costes fijos de las centrales nucleares son altos y representan entre un 65% y un 80% del coste de producción, mientras que los costes marginales suponen entre un 15% y un 20%. Aunque en primera instancia se pueda deducir que es rentable operar un reactor nuclear en modo carga base el 85% del tiempo o más al año, su rentabilidad se reduce drásticamente si la carga cae un pequeño porcentaje, por no mencionar lo que ocurre si cae por debajo del 50%.

Las simulaciones de este estudio para 2030 muestran que con un 68% de electricidad renovable el factor de carga anual medio para las centrales de gas flexibles es del 46%. Las inflexibles centrales nucleares y térmicas de carbón se han cerrado progresivamente en un 90%. Si, hipotéticamente, se pudiesen flexibilizar las centrales nucleares y las térmicas de carbón al mismo nivel que las centrales de gas, todavía tendrían que encajar en el sistema y su factor carga se vería limitado en menos de un 50% para 2030 e iría disminuyendo de ahí en adelante. Esto significa que la rentabilidad de las nuevas centrales nucleares o térmicas de carbón sería nula.

Estos datos quedaron claramente demostrados en el modelo de inversión que Greenpeace encargó en 2008 a la compañía PwC que desarrollaba basándose en los parámetros estándar del mercado eléctrico en Europa. El valor actual neto (VAN) de un reactor nuevo para la típica central nuclear de 1.000 MW y un factor de capacidad del 85% es de menos 2.300 millones de euros. Esto significa que el inversor pierde más de 2.000 millones de euros al construir el reactor nuevo. Si el factor de capacidad baja a un 33%, funcionando un tercio del año, las pérdidas económicas aumentarían más del doble, el valor actual neto alcanzaría menos de 5.000 millones de euros.

Para hacer los cálculos se utilizó una central de 1.000 MW con unos costes de instalación de 4.000 euros por kW. La tabla de abajo compara los riesgos económicos que supone un generador del mismo tamaño funcionando con otro tipo de combustible fósil.

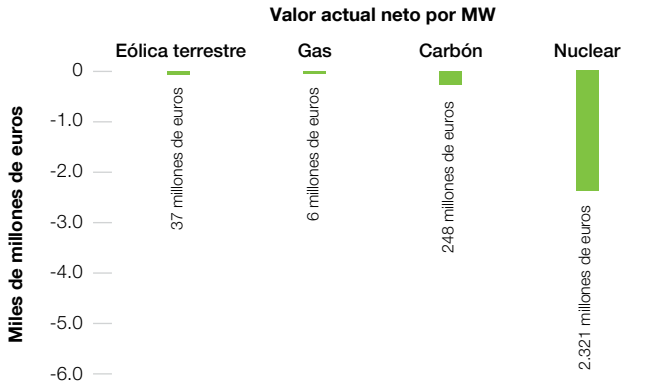
Tabla 2 Riesgo económico que conlleva un generador de energía de este tamaño funcionando con otro tipo de combustible fósil

Gas a 85% de capacidad	VAN: cero
Gas a 33% de capacidad	VAN: -708 millones de euros
Carbón a 85% de capacidad	VAN: -240 millones de euros
Carbón a 33% de capacidad	VAN: -1.065 millones de euros

Fuente: Cálculo realizado por Greenpeace basado en el modelo de inversión y los parámetros de PWC de 2008.

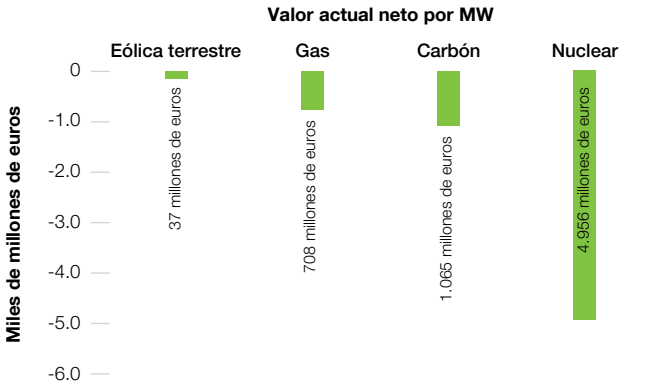
Estos datos pueden ser útiles para cualquier inversor que esté considerando construir una nueva central nuclear. El valor actual neto se basa en una vida útil de 40 o 50 años y es obvio que si el factor de carga cae significativamente en 2020 o 2030 habrá muchos activos hundidos y nunca se recuperará la inversión.

Figura 20 Valor actual neto de la inversión en una central eléctrica de 1.000 MW de distintas tecnologías con un factor de carga del 85% (y 25% para la eólica)



Fuente: Cálculo realizado por Greenpeace basado en el modelo de inversión y los parámetros de PWC de 2008.

Figura 21 Valor actual neto de la inversión en una central eléctrica de 1.000 MW de distintas tecnologías con un factor de carga del 33% (y 25% para la eólica)



Fuente: Cálculo realizado por Greenpeace basado en el modelo de inversión y los parámetros de PWC de 2008.

Recomendaciones políticas

Para lograr un sistema energético sostenible, robusto y eficiente en costes, el objetivo del marco político de la UE debe ser conseguir el mayor porcentaje de energía renovable posible para 2050. Los principios de flexibilidad, eficiencia y transparencia deben guiar la transición del sistema energético.

Greenpeace exige que se tomen las siguientes medidas para modernizar el sistema eléctrico europeo.

1. Promover nueva energía renovable y un mix de producción energética flexible

Una distribución regional equilibrada de la potencia renovable

La UE ya ha adoptado la nueva Directiva de Energías Renovables. Es necesario implementarla de forma eficiente para crear un sistema energético más sostenible. Para fomentar este tipo de energía en todos los países europeos es preciso una política nacional estable a largo plazo que apoye la producción de energía renovable.

Un mix energético flexible

Para complementar las fuentes de energía renovable variable, la política energética europea debe centrarse en desarrollar la capacidad para producir energía flexible y las tecnologías de almacenamiento más efectivas en coste. Para apoyar la inversión en las centrales eléctricas más flexibles (de gas), Greenpeace recomienda que se adopte un sistema de pagos por capacidad.

Los ajustes intradiarios de la generación eléctrica deben tener en cuenta a todos los generadores, incluyendo los de menor flexibilidad. Las rentas de congestión deben reflejar las ineficiencias del sistema que la producción inflexible (nuclear y carbón) crea en la red.

2. Una verdadera red y gestión del mercado europeo

Desarrollar la red para anticipar el creciente porcentaje de energía renovable

La planificación y desarrollo del sistema eléctrico europeo se debe hacer teniendo como objetivo incrementar el porcentaje de fuentes energéticas renovables.

El plan decenal de la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E), para desarrollar la red, debe reflejar las previsiones que hay para la energía renovable en línea con la Directiva de Energías Renovables.

Al mismo tiempo, se debe crear un organismo europeo independiente que supervise y coordine la planificación y el desarrollo de la red europea. Entre sus cometidos debe figurar el desarrollo y análisis de escenarios a largo plazo y analizar las distintas opciones para el desarrollo de la red.

Marco legal y normativa europea

Es necesario un marco legal europeo para construir y operar un sistema de transmisión transfronterizo que regule las transmisiones internacionales y continúe armonizando los procedimientos de operación. Para poder contar verdaderamente con un sistema eléctrico internacional también es necesario que Europa establezca los estándares para las tecnologías de transmisión.

Para conseguir un mercado realmente integrado capaz de explotar las eficiencias se deben introducir mercados transfronterizos del comercio de energía intradiario y del día siguiente. Al mismo tiempo las autoridades reguladoras de la energía europea deben permitir el intercambio internacional y contabilizar la capacidad de reserva.

Herramientas financieras para reducir los cuellos de botella

Como primera prioridad, las autoridades reguladoras nacionales y europeas deberían crear las condiciones marco apropiadas para permitir la mejora de la red y su desarrollo.

Además de establecer mecanismos para superar los cuellos de botella en las transmisiones internacionales, la Comisión Europea debe proponer mecanismos financieros que permitan realizar proyectos de transmisión internacional en los que el beneficio para el negocio individual no refleje suficientemente el beneficio económico general.

Tanto a nivel europeo como nacional se deben apoyar los proyectos modelo innovadores para la mejora de la red terrestre y la construcción de redes marinas. Estos proyectos pioneros son necesarios para desarrollar las redes transfronterizas y testar los requisitos técnicos y normativos.

3. Infraestructuras inteligentes y eficientes

Apoyo a la tecnología de redes inteligentes y la gestión de la demanda

Para desarrollar la tecnología de la red inteligente y las medidas de gestión de la demanda, la Unión Europea debe apoyar la investigación y el desarrollo, la racionalización y estandarización de la tecnología y los proyectos de demostración.

Incentivos para optimizar las infraestructuras existentes

La autoridad reguladora debe priorizar la optimización de la infraestructura de la red actual por encima de la construcción de nuevas líneas eléctricas. Algunos de entre los muchos ejemplos de métodos técnicos y operativos para optimizar las líneas eléctricas actuales son la ‘clasificación dinámica de las líneas de transmisión’ o sustituir las líneas actuales con tecnología mejorada de transmisión.

4. Transparencia y aceptación pública

Respetar el medio ambiente y los intereses públicos

Además de las cuestiones económicas a la hora de autorizar nuevas líneas eléctricas, la autoridad reguladora debe tener en cuenta el medio ambiente y el interés público. Optimizar las infraestructuras energéticas existentes debe ser la prioridad número uno. Cuando se pueda acelerar el proceso con el uso de cables, estos deben tener preferencia sobre las líneas eléctricas aéreas y siempre que sea posible las nuevas líneas eléctricas se deben construir junto a infraestructuras existentes.

Transparencia de la red y los datos del mercado

Los operadores del sistema de transmisión deben hacer públicos los datos relativos al plan de desarrollo de la red para que las condiciones de mercado sean justas y permitir que el público los examine.

La autoridad reguladora debe tener acceso total a la información relevante sobre la red eléctrica y las operaciones de mercado así como disponer de los recursos suficientes para poder controlar y verificar el posible abuso de poder de alguno de los interesados. La Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía debe desarrollar un criterio transparente que establezca lo que es un beneficio aceptable sobre las inversiones en infraestructura.

Apéndice A Potencia instalada y demanda máxima (ambas en GW) para el escenario importación de Red Alta para 2050

País	Eólica	Foto-voltaica	Geo-térmica	Biomasa	Termo-solar	Olas/ Mareas	Hidro-eléctrica	Gas	Carbón	Nuclear	Total	Demanda máxima
Europa	**510,51**	**805,86**	**97,13**	**226,41**	**99,1**	**67,48**	**220,68**	**28,93**	**0,00**	**0,00**	**2056,10**	**931,36**
Albania	0,26	2,06	0,00	1,43	0,00	0,00	1,56	0,17	0,00	0,00	**5,48**	3,07
Austria	6,83	10,98	2,57	4,72	0,00	0,00	13,90	0,45	0,00	0,00	**39,45**	10,43
Bosnia Herzegovina	1,07	3,58	0,00	0,86	0,00	0,00	3,25	0,00	0,00	0,00	**8,76**	3,89
Bélgica	7,84	7,32	0,00	5,83	0,00	0,00	0,13	0,92	0,00	0,00	**22,03**	22,04
Bulgaria	3,43	10,73	0,51	1,13	0,00	0,00	2,95	0,11	0,00	0,00	**18,87**	12,91
Suiza	0,79	16,52	0,00	2,03	0,00	0,00	13,72	0,16	0,00	0,00	**33,22**	15,03
República Checa	2,38	8,54	0,00	3,39	0,00	0,00	2,58	0,34	0,00	0,00	**17,24**	17,52
Alemania	88,89	60,98	19,13	32,87	0,00	3,04	7,52	3,74	0,00	0,00	**216,16**	120,10
Dinamarca	11,57	5,63	0,00	3,44	0,00	0,75	0,01	0,41	0,00	0,00	**21,81**	11,08
Estonia	2,05	3,17	0,00	1,32	0,00	0,76	0,00	0,05	0,00	0,00	**7,36**	2,65
España	66,67	149,30	15,30	20,65	57,09	12,15	24,00	4,01	0,00	0,00	**349,17**	85,87
Finlandia	5,08	3,66	0,00	6,86	0,00	0,68	3,88	0,38	0,00	0,00	**20,54**	19,31
Francia	71,43	76,80	9,50	27,41	5,00	11,39	28,62	3,05	0,00	0,00	**233,19**	137,56
Reino Unido	77,37	37,17	0,17	24,60	0,00	16,71	4,78	3,94	0,00	0,00	**164,74**	89,42
Grecia	8,94	58,96	3,98	3,78	7,76	2,28	5,49	0,68	0,00	0,00	**91,87**	20,57
Croacia	2,97	4,94	0,31	1,04	0,00	0,31	2,51	0,02	0,00	0,00	**12,11**	5,68
Hungría	1,43	11,79	11,92	4,12	0,00	0,00	0,53	0,54	0,00	0,00	**30,33**	13,53
Irlanda	7,94	5,02	0,00	3,06	0,00	1,90	0,61	0,43	0,00	0,00	**18,96**	8,21
Italia	29,37	161,15	23,20	27,19	15,55	10,63	24,90	4,78	0,00	0,00	**296,77**	120,64
Lituania	1,76	3,66	0,00	1,42	0,00	0,38	0,22	0,07	0,00	0,00	**7,51**	3,36
Luxemburgo	0,29	2,44	0,00	0,24	0,00	0,00	1,31	0,03	0,00	0,00	**4,31**	1,86
Letonia	1,19	3,66	0,00	1,59	0,00	0,76	1,84	0,11	0,00	0,00	**9,15**	2,31
Montenegro	0,13	0,62	0,00	0,55	0,00	0,63	0,93	0,04	0,00	0,00	**2,90**	1,24
Macedonia	0,07	3,10	0,00	0,74	0,00	0,00	0,83	0,09	0,00	0,00	**4,83**	3,19
Países Bajos	11,19	12,20	0,84	8,07	0,00	0,61	0,04	1,14	0,00	0,00	**34,09**	24,60
Noruega	7,93	10,18	0,00	4,52	0,00	0,63	31,48	0,68	0,00	0,00	**55,42**	36,70
Polonia	54,77	36,59	1,10	10,85	0,00	0,34	2,99	0,97	0,00	0,00	**107,61**	45,16
Portugal	14,29	56,99	3,79	4,17	13,70	2,39	6,11	0,57	0,00	0,00	**102,01**	13,43
Rumanía	5,24	13,41	0,43	4,88	0,00	0,00	6,56	0,36	0,00	0,00	**30,88**	16,55
Serbia	0,13	4,96	1,13	2,67	0,00	0,00	3,53	0,36	0,00	0,00	**12,78**	11,70
Eslovaquia	0,48	7,15	2,16	1,54	0,00	0,00	3,06	0,14	0,00	0,00	**14,53**	9,23
Eslovenia	0,86	4,09	0,25	1,09	0,00	0,00	1,42	0,11	0,00	0,00	**7,81**	4,28
Suecia	15,87	8,54	0,84	8,34	0,00	1,14	19,42	0,06	0,00	0,00	**54,21**	38,24

Fuente: energynautics.

Apéndice B Potencia instalada y demanda máxima (ambas en GW) para el escenario regional de Red Baja para 2050

País	Eólica	Fotovol-taica	Geo-térmica	Biomasa	Termo-solar	Olas/ Mareas	Hidro-eléctrica	Gas	Carbón	Nuclear	Total	Demanda máxima
Europa	**689,24**	**1089,25**	**97,13**	**360,50**	**99,1**	**67,48**	**220,68**	**28,93**	**0,00**	**0,00**	**2652,31**	**886,03**
Albania	0,30	2,62	0,00	0,94	0,00	0,00	1,56	0,17	0,00	0,00	**5,60**	2,77
Austria	6,83	8,78	2,57	4,51	0,00	0,00	13,90	0,45	0,00	0,00	**37,04**	9,49
Bosnia Herzegovina	1,18	5,07	0,00	1,38	0,00	0,00	3,25	0,00	0,00	0,00	**10,87**	3,49
Bélgica	24,00	33,36	0,00	13,44	0,00	0,00	0,13	0,92	0,00	0,00	**71,84**	22,58
Bulgaria	5,81	25,55	0,51	4,41	0,00	0,00	2,95	0,11	0,00	0,00	**39,34**	11,83
Suiza	1,38	37,19	0,00	5,89	0,00	0,00	13,72	0,16	0,00	0,00	**58,34**	13,74
República Checa	8,82	42,21	0,00	10,15	0,00	0,00	2,58	0,34	0,00	0,00	**64,11**	17,87
Alemania	115,76	146,51	19,13	62,26	0,00	3,04	7,52	3,74	0,00	0,00	**357,96**	119,67
Dinamarca	13,76	8,47	0,00	3,62	0,00	0,75	0,01	0,41	0,00	0,00	**27,03**	10,32
Estonia	2,17	3,51	0,00	1,58	0,00	0,76	0,00	0,05	0,00	0,00	**8,08**	2,42
España	66,67	48,78	15,30	7,70	57,09	12,15	24,00	4,01	0,00	0,00	**235,70**	73,82
Finlandia	10,31	12,93	0,00	7,51	0,00	0,68	3,88	0,38	0,00	0,00	**35,69**	20,29
Francia	100,36	184,52	9,50	65,28	5,00	11,39	28,62	3,05	0,00	0,00	**407,72**	136,71
Reino Unido	114,98	114,55	0,17	45,43	0,00	16,71	4,78	3,94	0,00	0,00	**300,56**	90,88
Grecia	8,94	19,51	3,98	1,77	7,76	2,28	5,49	0,68	0,00	0,00	**50,41**	18,11
Croacia	3,71	8,80	0,31	1,87	0,00	0,31	2,51	0,02	0,00	0,00	**17,54**	5,16
Hungría	1,47	13,46	11,92	2,62	0,00	0,00	0,53	0,54	0,00	0,00	**30,55**	12,14
Irlanda	10,72	7,97	0,00	3,95	0,00	1,90	0,61	0,43	0,00	0,00	**25,57**	7,77
Italia	36,26	114,42	23,20	32,25	15,55	10,63	24,90	4,78	0,00	0,00	**262,00**	107,01
Lituania	2,14	5,09	0,00	1,91	0,00	0,38	0,22	0,07	0,00	0,00	**9,81**	3,02
Luxemburgo	0,41	3,42	0,00	0,78	0,00	0,00	1,31	0,03	0,00	0,00	**5,94**	1,64
Letonia	1,19	2,93	0,00	1,17	0,00	0,76	1,84	0,11	0,00	0,00	**7,99**	2,06
Montenegro	0,13	0,62	0,00	0,39	0,00	0,63	0,93	0,04	0,00	0,00	**2,74**	1,15
Macedonia	0,09	5,29	0,00	1,23	0,00	0,00	0,83	0,09	0,00	0,00	**7,54**	2,94
Países Bajos	20,84	29,14	0,84	14,18	0,00	0,61	0,04	1,14	0,00	0,00	**66,79**	24,69
Noruega	14,94	34,12	0,00	8,53	0,00	0,63	31,48	0,68	0,00	0,00	**90,38**	34,53
Polonia	64,73	60,15	1,10	23,70	0,00	0,34	2,99	0,97	0,00	0,00	**153,98**	40,43
Portugal	14,29	19,51	3,79	2,62	13,70	2,39	6,11	0,57	0,00	0,00	**62,98**	11,88
Rumanía	8,82	21,58	0,43	6,55	0,00	0,00	6,56	0,36	0,00	0,00	**44,31**	15,14
Serbia	0,45	21,25	1,13	4,18	0,00	0,00	3,53	0,36	0,00	0,00	**30,90**	11,34
Eslovaquia	0,76	16,53	2,16	3,85	0,00	0,00	3,06	0,14	0,00	0,00	**26,50**	8,54
Eslovenia	1,07	6,56	0,25	1,34	0,00	0,00	1,42	0,11	0,00	0,00	**10,75**	3,79
Suecia	25,95	24,85	0,84	13,51	0,00	1,14	19,42	0,06	0,00	0,00	**85,77**	38,78

Fuente: energynautics.

Tipos de tecnología para producir electricidad renovable

Energía renovable controlable o despachable
La **energía hidroeléctrica** procedente de los embalses es totalmente controlable, muy flexible y se puede apagar o conectar rápidamente. Algunas centrales funcionan en modo reversible (estación de bombeo) y cuando hay una sobreproducción utilizan el excedente de electricidad para bombear el agua hacia arriba y luego sueltan el agua para generar electricidad cuando hay mucha demanda.

© PATRICK ALLEN / DREAMSTIME

La **energía procedente de la biomasa** se obtiene quemando o gasificando distintas fuentes orgánicas para generar electricidad. Algunas centrales utilizan biomasa gasificada y operan igual que las centrales de gas tradicionales que emplean combustible fósil. La biomasa puede servir de refuerzo a las renovables variables.

© PAUL LANGROCK / ZENIT / GREENPEACE

La **energía solar térmica de concentración** aprovecha el calor del sol para hacer funcionar una turbina o motor. Para ello hace falta luz solar directa y por eso las centrales termosolares solo son viables en regiones con mucho sol, como la mayor parte de España. Estas centrales suministran la electricidad según la demanda, incluso por la noche si disponen de dispositivos para almacenar el calor (por ejemplo, sales fundidas).

© MARKEL REDONDO / GREENPEACE

La energía geotérmica utiliza el calor terrestre superior a los 100ºC para producir electricidad con turbinas de vapor. Normalmente operan en carga base pero pueden ser más flexibles.

© STEVE MORGAN / GREENPEACE

Energía renovable variable

La energía eólica es variable pero este efecto se compensa cuando se tienen en cuenta grandes zonas. Básicamente el viento siempre sopla en algún lugar.

© PAUL LANGROCK / ZENIT / GREENPEACE

Durante la noche no se produce electricidad **solar fotovoltaica** pero la producción diaria es muy predecible. La solar FV es mayoritariamente descentralizada al instalarse en los tejados. Se estima que para 2030 la energía solar FV será la pareja perfecta de los vehículos eléctricos que se podrán recargar con el excedente de electricidad solar.

© FLAVIO CANNALONGA / GREENPEACE

Energía renovable previsible

No se puede controlar la **energía marina** generada por el movimiento de las mareas y las olas. No se puede apagar y encender pero es muy predecible y permite a los operadores de red planificar su contribución.

© IAN MCDONNEL / ISTOCK

No renovable

La energía nuclear que se produce en grandes centrales eléctricas, normalmente con varios reactores, está altamente centralizada y necesita grandes redes de transmisión. Es costoso y peligroso aumentar y reducir su nivel de producción, especialmente si se lleva a cabo con rapidez. Por tanto, los reactores nucleares se pueden considerar inflexibles (carga base).

Las centrales térmicas de carbón son algo más flexibles que las nucleares pero cuando se las incorpora a un medio más flexible se vuelven menos eficientes y aumentan las emisiones de CO_2. Si la tecnología de captura de carbono se desarrolla alguna vez – lo cual es improbable – las centrales térmicas de carbón serían inflexibles por razones técnicas.

Las centrales térmicas de gas, especialmente las modernas de ciclo combinado, son muy flexibles y pueden reducir su producción o apagarse cuando el suministro de energía renovable es alto. Las centrales de gas emiten la mitad de CO_2 por kWh producido que las centrales térmicas de carbón y por tanto son la fuente de transición ideal para ayudar a cubrir las necesidades energéticas hasta que se llegue a la electricidad 100% renovable en 2050.

imagen Andasol 1 es el primer complejo termosolar comercial en Europa mediante colectores cilindro parabólicos. Andasol suministra electricidad respetuosa con el medio ambiente a unas 200.000 personas, evitando la emisión de 149.000 toneladas de dióxido de carbono al año, comparado con una central térmica de carbón moderna.

© GREENPEACE / MARKEL REDONDO

Greenpeace es una organización global independiente que realiza campañas para cambiar actitudes y conductas, para proteger y conservar el medioambiente y promover la paz.

Greenpeace España,
San Bernardo, 107 1ª planta 28015 Madrid
Para más información: informacion@greenpeace.es