

[R]evolución en las redes 2030

UNA RED EUROPEA RENOVABLE PARA 2030



GREENPEACE



GREENPEACE

Greenpeace Internacional

fecha Mayo 2014

imagen PARQUE EÓLICO MARINO GUNFLEET SANDS EN EL MAR DEL NORTE. GF 1 Y GF 2 A UNOS 10 KM DE LA COSTA DEL MAR DEL NORTE BRITÁNICO SON OPERADOS POR DONG ENERGY. 48 MOLINOS DE VIENTO PRODUCEN 172 MW EN TOTAL.



© GREENPEACE / LANGROCK

director del proyecto:

Licenciado en Ingeniería, Sven Teske

autores

Dr. Thomas Ackermann,
Dr. Eckehard Tröster,
Dr. Tom Brown,
Ingeniero Sven Teske.

investigación de

Dr. Tom Brown, Dr. Eckehard Tröster,
Peter-Philipp Schierhorn,
Dr. Thomas Ackermann.

energynautics GmbH,
Robert-Bosch-Straße 7,
64293 Darmstadt, Alemania

diseño onehemisphere, Suiza,
www.onehemisphere.se

**coordinación de la edición
en castellano**

Marina Bevacqua

traducción

OpenDoor Traduciones

maquetación

www.puntoycoma.org

Para más información sobre
escenarios globales, regionales y
nacionales, por favor, visite la página
web de *La* revolución energética:

<http://revolucionenergetica.es>

contenido

resumen ejecutivo	6	2 resultados de la modelización de la red	31
un nuevo objetivo en energía renovable para 2030	7	2.1 escenario de referencia	32
metodología	7	2.2 sistemas energéticos inflexibles: el caso de referencia	34
resultados principales	8	2.3 resultados del escenario de referencia	34
conclusiones	9	2.4 escenario de conflicto	36
recomendaciones de greenpeace	11	2.5 la generación inflexible de energía y los efectostranfronterizos	37
Introducción	12	2.6 la generación flexible de energía reduce la restricción de las renovables	38
1 metodología	14	2.7 resultado del escenario de conflicto	39
1.1 metodología	15	2.8 escenario de la [r]evolución energética	40
1.2 red superpuesta	17	2.9 expansiones de red y costes de todas las variaciones del escenario de la [r]evolución energética 2030	41
1.3 el plan europeo de desarrollo de red a diez años	17	2.10 análisis pormenorizado del escenario de la [r]evolución energética 2030	42
1.4 estimaciones de coste de ENTSO-E	20	2.11 resultados del caso de la [r]evolución energética por país	46
1.5 la integración de la capacidad renovable supuesta en el TYNDP 2012	21	2.11.1 cobertura de carga en la [r]e por país para 2030	46
1.6 capacidades instaladas y demanda en este informe	21	2.11.2 ¿cuánta energía solar y eólica se desperdiciará?	48
1.7 optimización de la despacho para minimizar la expansión de la red	22	2.12 comparación con el plan de desarrollo de la red a diez años (TYNDP)	49
1.7.1 despacho de las renovables	22	2.13 conclusiones	50
1.7.2 despacho de las gestionables	23	2.13.1 doble de integración de energía renovable con la mitad de expansión de líneas de transporte	50
1.7.3 despacho de las inflexibles gestionables (como la nuclear)	23	3 infraestructura de red eléctrica	52
1.7.4 despacho de la hidroelectricidad por bombeo	26	3.1 gestión de la demanda	53
1.7.5 despacho de las baterías fotovoltaicas	26	3.2 carga base y balanceo del sistema	54
1.8 asignar las no/flexibles/inflexibles-gestionables a tecnologías de generación específicas	27	3.3 ¿barreras técnicas o financieras?	54
1.8.1 supuestos sobre los costes de la extensión de la red	27	3.4 la visión de la red inteligente de la [r]evolución energética	56
1.8.2 los costes de la restricción	28	3.5 “red superpuesta” o “SUPERRED” – la interconexión de las redes inteligentes	57
1.8.3 expansión de la red de líneas de transporte en longitud	28	3.6 beneficios de una superred	57
1.8.4 ahorro en coste de combustible y en el precio del CO ₂	28	3.7 opciones de transporte de la superred	58
1.8.5 escenarios del sector eléctrico para la UE-27	28	3.7.1 HVAC	58
resultados de la modelización de la red	28	3.7.2 HVDC LCC	58
		3.7.3 HVDC VSC	59
		3.8 comparación de las soluciones de transporte	59



índice de gráficos

0.1 expansión de la red en km	10
0.2 costes de restricción	10
1 1.1 modelo base de red de nodos (incluyendo proyectos HVDC internacionales previstos)	16
1.2 proyectos de importancia paneuropeos a medio plazo (hasta el 2016)	18
1.3 proyectos de importancia paneuropeos a largo plazo (a partir de 2017)	19
1.4 proyectos de importancia paneuropeos-volúmenes	20
1.5 DE23 por unidad de la serie temporal para la carga, eólica y solar	22
1.6 media diaria de generación nuclear y variación diaria de la generación nuclear en francia en 2010	23
1.7 ejemplo de generación de energía nuclear en francia en verano (23.06.2013)	24
1.8 ejemplo de banda de flexibilidad limitada (en rosa), durante dos semanas, en el mes de julio, en Francia	24
1.9 banda permitida para las gestionables inflexibles en francia, determinadas por la carga residual	25
1.10 pico de fotovoltaica tope por batería con una operación orientada al consumo en el nodo DE02	26
1.11 estructura de la generación de electricidad bajo el escenario de referencia y el la [r]evolución energética	29
1.12 cuotas de energía renovable por país y el escenario en 2030	30
2.1 el mapa visualiza el escenario de referencia en 2020	32
2.2 el mapa visualiza el escenario de referencia en 2030	33
2.3 en alemania, en un diciembre ventoso, se puede ver el efecto de las gestionables inflexibles sobre la restricción de las renovables	35
2.4 duración de las curvas de carga (residual) en Europa -escenario de referencia	35
2 2.5 países del caso de [r]e vs países del caso de referencia	36
2.6 la distribución en francia en invierno muestra el conflicto entre la eólica y las "inflexibles" durante las horas de poca demanda	37
2.7 la generación en francia trazada con las variables en alemania muestran un conflicto en el sistema: la generación inflexibles en francia provoca restricción en alemania	38
2.8 resultado de la restricción en %	39
2.9 resultado de la restricción en 40 años	39
2.10 expansiones de red y costes de todas las variaciones del escenario de la [r]evolución energética 2030	41
2.11 el coste de las extensiones de la red	41
2.12 división de las nuevas líneas de transporte	41
2.13 duración de las curvas de carga (residual) en europa - escenario [r] e	42
2.14 mapa de las extensiones para el escenario de la [r] e 2020	44
2.15 mapa de las extensiones para el escenario de la [r] e 2030	45
2.16 cobertura de carga del escenario de la [r]evolución energética por país para 2030	46
2.17 balance de importaciones y exportaciones bajo el escenario de la [r] e por país para 2030	47
2.18 tasas de restricción a las centrales de energía eólica y solar por país y escenario para 2030	48
2.19 restricción de las energías renovables variables como% de la energía disponible	50
2.20 coste de la restricción sobre 40 años	50
2.21 expansión de la red en km	51
3 3.1 el enfoque evolutivo para las redes	55
3.2 la visión de una red inteligente para la [r]evolución energética	56
3.3 comparación del coste de inversión utilizando líneas de tendido AC y DC	60
3.1 comparación de número necesario de pilones en paralelo y del espacio de transporte de 10 GW de capacidad eléctrica.	60

índice de tablas

0.1 resultados claves + comparación con ENTSO-E	9
0.2 Resultados claves de los costes del sistema	11
1 1.1 cálculo de estimación de costes del TYNDP de ENTSO-E	21
1.2 asignación de las energías renovables variables y gestionables flexible / inflexibles a determinadas tecnologías de generación	27
1.3 supuestos sobre los costes de la extensión de la red	27
1.4 capacidad instalada para el caso de referencia, de conflicto y de [r]evolución	29
2 2.1 cobertura de carga y factores de carga por tecnología/importaciones en 2030 bajo el caso de referencia	34
2.2 cobertura de carga y factores de carga por tecnología/importaciones en 2030 bajo el caso de conflicto	39
2.3 configuración del modelo de la [r]e	40
2.4 cobertura de carga y factores de carga por tecnología/importaciones en 2030 bajo el caso de la [r]evolución energética	43
2.5 factores de capacidad de la generación convencional en los escenarios en ciertos países	49
2.6 capacidades en eólica y fotovoltaica para los diferentes escenarios	49
2.7 resultados claves + comparación con ENTSO-E	51
3 3.1 visión general de las tres principales soluciones de transporte	59

resumen ejecutivo

"EL DOBLE DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES CON LA MITAD DE LA EXPANSIÓN DE NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE "



imagen LÍNEA DE ALTA TENSIÓN Y UN AEROGENERADOR EN RAGOW, ALEMANIA.

El sistema energético europeo se encuentra en una encrucijada. Fue diseñado y construido para grandes y contaminantes centrales productoras de energía que tienen que ser cerradas y reemplazadas por energía renovable si queremos tener un sistema energético realmente sostenible. Al mismo tiempo, el acuerdo de los líderes europeos sobre los objetivos en clima y energía para el año 2030 dará forma al futuro del sistema de energía europeo hasta 2030 y más allá. También determinará si la Unión Europea puede cumplir su compromiso de reducción de emisiones de CO₂ en un 80-95% para 2050, en línea con el objetivo de mantener el aumento global de la temperatura por debajo de 2 °C.

La transición europea hacia un sistema energético sostenible basado en renovables ya está en marcha. Las tecnologías de energía renovable suministraron casi un 15% de la energía de Europa en 2012¹ y están en camino de alcanzar un 21% de cuota para 2020, justo por encima del objetivo del 20%. Estas renovables han creado puestos de trabajo, han recortado la importación de combustible fósil y han hecho posible casi la mitad de los recortes de emisiones de CO₂² de Europa. Sin embargo, el crecimiento de las renovables se ha ralentizado en los últimos años como resultado de la incertidumbre política en el sector de las renovables en Europa. En 2013, las inversiones en energía renovable en Europa cayeron en un 41% hasta 57.800 millones de dólares (M\$).³ Esto ocurrió sobre una caída del 29% de las inversiones en el año anterior. Simultáneamente, las renovables están sufriendo al chocar con las tecnologías

convencionales y sucias, como el carbón y la nuclear. Por ejemplo, solamente el operador de red español, REE (Red Eléctrica de España), restringió en 850 GWh la energía eólica,⁴ valorada en 83 millones de euros (M€), en los tres primeros meses de 2013. Estos costes no harán más que aumentar si Europa continúa intentando apoyar dos sistemas energéticos incompatibles.

Este nuevo informe de Greenpeace, *[R]evolución en las redes 2030*, basado en una modelización de Energynautics, ilustra la magnitud de este choque en toda Europa y el gran potencial de ahorro en costes si Europa elige cambiar más rápidamente a un sistema basado en renovables.

El informe *[R]evolución en las redes 2030* se basa en dos estudios previos, producto de la colaboración entre Energynautics y Greenpeace. Para el primero de ellos, *[R]enovables 24/7*, publicado en 2009, Energynautics desarrolló un modelo de red europea para investigar qué actualizaciones de red requeriría el funcionamiento de un sistema energético con un 90% de suministro de energía renovable en Europa para 2050. En el segundo informe, *La batalla de las redes de 2011*, se analiza el conflicto entre la generación renovable variable y la generación

referencias

- 1 EUROOBSERVER (2013): LAS ESTIMACIONES DE LA CUOTA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL CONSUMO FINAL BRUTO DE ENERGÍA PARA EL AÑO 2012.
- 2 CDC CLIMAT (2013): CLIMATE AND ENERGY POLICIES IN THE EU: A MAJOR ROLE IN REDUCING CO₂ EMISSIONS FROM THE ENERGY AND INDUSTRY SECTORS.
- 3 BOOMBERG NEW ENERGY FINANCE (2014): LA INVERSIÓN EN ENERGÍA LIMPIA CAE POR SEGUNDO AÑO.
- 4 WIND POWER MONTHLY (2013): INTEGRATION SUCCES LEADS TO EASY CURTAILMENT.

imagen PS10 PLATAFORMA DE ENERGÍA SOLAR, EN SANLÚCAR LA MAYOR, CERCA DE SEVILLA, ES UN PRODUCTOR DE 11 MW DE ELECTRICIDAD CON 624 HELIÓSTATOS QUE CONCENTRA LOS RAYOS DEL SOL A LO ALTO DE UNA TORRE DONDE SE ENCUENTRAN UN RECEPTOR SOLAR Y UNA TURBINA DE VAPOR. LA TURBINA ACCIONA UN GENERADOR, PRODUCIENDO ELECTRICIDAD.



rígida proveniente de energías sucias. Este tercer informe se basa en el trabajo de modelización de 2009 y 2011 y se centra en los posibles conflictos que surgirían entre el proyecto de suministro a nivel nacional y un nuevo e innovador "concepto de superposición" o "superred", que utiliza una red de cables de transporte de larga distancia de nueva generación llamados de *Corriente Continua de Alto Voltaje* (HVDC, por sus siglas en inglés) en vez de las actuales líneas de transporte utilizadas (HVAC). Todas las simulaciones se han calculado para 2020 y 2030.

un nuevo objetivo en energía renovable para 2030

Europa está debatiendo en estos momentos nuevos objetivos en energía renovable para 2030, siguiendo el objetivo legalmente vinculante del 20% de energía renovable para 2020. Greenpeace exige un objetivo de, al menos, el 45% de renovables para 2030 con el fin de alcanzar el objetivo climático de no superar los 2 °C. Alcanzar ese 45% de energía renovable para 2030 requerirá al menos que entre el 65% y el 70% de la electricidad proceda de renovables, que, por razones económicas, serán mayoritariamente solar y eólica. La integración de estos altos niveles de energía renovable es un desafío que exige una amplia cooperación europea para alcanzar los mejores resultados posibles. La optimización explora trayectorias, integrando las inversiones en la red, el almacenaje/DSM (DiskStation Manager), el mix de producción y la localización geográfica de las capacidades de producción. Se han calculado tres casos:

- 1. El Caso de la [R]evolución Energética** se basa en el nuevo escenario de la [R]evolución Energética para la UE-27, publicado en diciembre de 2012. Este ambicioso plan energético eleva a un 70% la electricidad de origen renovable para 2030 y a más del 95% para 2050, y ha sido dividido entre los 29 países (27 Estados miembros de la UE-27, más Noruega y Suiza).
- 2. El Caso de Referencia** se basa en el escenario tendencial o 'business as usual' del informe la [R]E para la UE-27 (ver más arriba) y en los escenarios de las Políticas Actuales, publicado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en *World Energy Outlook (Perspectivas de la Energía en el Mundo 2011, WEO*.⁵ por sus siglas en inglés). Solo toma en cuenta las políticas internacionales existentes sobre energía y medio ambiente. Sus supuestos incluyen, por ejemplo, un progreso continuo en las reformas del mercado de la electricidad y el gas, la liberalización del comercio transfronterizo de energía y políticas recientes diseñadas para combatir la contaminación medioambiental. No se incluyen políticas adicionales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y se ha basado en las capacidades asumidas en el Plan de Desarrollo de la Red a diez años de ENTSO-E 2012⁶ (European Network of Transmission System Operators for Electricity).
- 3. El Caso de Conflicto** ilustra lo que ocurre si las centrales eléctricas inflexibles de carbón (incluyendo lignito) y nucleares se mantienen en el sistema en Francia, la República Checa y Polonia, mientras que las capacidades flexibles del viento y el sol se incorporan en otros países

miembros de la UE, más Suiza y Noruega. El Caso de "Conflicto" se centra especialmente en el cuello de botella del sistema eléctrico inflexible francés y el creciente conflicto entre Francia y Alemania, así como entre Alemania y sus países vecinos del este, Polonia y la República Checa, que mantienen agresivas políticas sobre el carbón y la nuclear.

metodología

El modelo de sistema eléctrico europeo utilizado para este estudio fue desarrollado por Energynautics, dirigido por el Dr. Thomas Ackermann, usando el software de simulación comercial *DigSILENT PowerFactory*. El modelo utiliza nodos de red, que representan todos los puntos principales de carga y generación en el área ENTSO-E del tendido eléctrico europeo. Partiendo de las redes europeas, existentes o planificadas, de transporte de alta tensión y de un conjunto dado de capacidades instaladas para varias tecnologías de generación (como eólica, fotovoltaica, gas, etc.), se optimizan tanto el despacho de estas tecnologías como su efecto sobre los flujos de la red con el objetivo de reducir la expansión de ésta que sería necesaria para acomodar estas tecnologías de generación al mismo tiempo que se asegura el suministro de electricidad.

Aportaciones:

- La topología inicial de red para las líneas HVAC y HVDC y para las líneas de potencia en mega voltiamperios [MVA] o megavatios [MW] y las impedancias del modelo agregado de red para Europa de Energynautics.
- Las capacidades instaladas para todas las tecnologías de centrales de energía en gigavatios [GW] y la carga eléctrica anual en teravatios-hora al año [TWh/a] para todos los países europeos, de acuerdo con los escenarios de Greenpeace y/o de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).
- La clave de la distribución de Energynautics para explicar cómo se distribuyen las tecnologías en cada país (viento y fotovoltaica, según el potencial; fuentes convencionales de generación, según la capacidad actual).
- Las series temporales para el año climático 2011 para calcular la alimentación de las renovables variables, incluyendo el viento y la radiación solar entrante; el perfil de carga para 2011 por país se toma de los perfiles publicados por ENTSO-E.

Resultados:

- Las extensiones necesarias de la red y sus costes.
- La distribución por nodo tecnológico, incluyendo la restricción para las renovables variables y los factores de carga para la potencia de regulación gestionables.
- La red fluye por líneas AC y DC.

referencias

- ⁵ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA): "WORLD ENERGY OUTLOOK 2011", OECD/IEA 2011.
- ⁶ <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2012-2030/>

el modelo de red:

- Más de 200 nodos que representan los principales emplazamientos de carga y generación en la zona ENTSO-E.
- Más de 400 líneas de corriente alterna (AC) para los principales corredores de transporte con capacidad [en MVA] e impedancias.
- Todas las líneas existentes de corriente directa de alto voltaje (HVDC) con potencia [en MW]
- El Plan de Desarrollo de la Red a 10 años (TYNDP) de 2012 se dividió en proyectos a medio y largo plazo que pueden incluirse como necesarios
- El modelo de red se construyó en *DIgSILENT PowerFactory*.

resultados principales

El caso de **Referencia** necesita muy poca expansión de red debido al hecho de que el suministro total de electricidad y la estructura de la demanda no cambiarán en comparación con las últimas décadas. Los países con cuotas altas de centrales eléctricas inflexibles de carbón o nuclear, como Polonia o Francia, seguirán exportando electricidad. Por lo tanto, las centrales flexibles de gas tendrán un pobre 17% de factor de carga en la media europea, y la generación de electricidad renovable enfrentará tasas de restricción de alrededor del 6,2% como resultado de la escasez de capacidad de transporte de la red. Así, el negocio de las renovables seguirá siendo difícil y la electricidad procedente de éstas solo aumentará del actual 20% al 37% para 2030. Esta situación es particularmente negativa para países con objetivos progresivos en energía renovable, como Alemania. En Alemania la restricción es alta en extremo, ya que el carbón inflexible compite con la generación solar y eólica y les causa graves pérdidas económicas.

El caso de **Referencia**, con su alta tasa de generación inflexible de carbón y nuclear, fuerza la salida de las centrales de gas del mercado y mantiene la generación de electricidad renovable en cuotas bajas de penetración de mercado. No es posible tener un crecimiento dinámico del mercado de generación de electricidad renovable y flexible con un parque de centrales eléctricas de carga base. El mercado de la energía se encierra en un sistema inflexible que no permite cambios estructurales o fuerza una mayor expansión para evitar conflictos en el sistema.

El caso de **Conflicto** ilustra lo que ocurre si las centrales eléctricas inflexibles de carbón y nucleares se mantienen en el sistema, mientras que las capacidades flexibles del viento y el sol se incorporan en toda Europa salvo en Francia, Polonia y la República Checa, que continuarían business as usual, manteniendo y extendiendo parques de centrales menos flexibles de carbón y nucleares. El resto de Europa, sin embargo, implementaría altos niveles de renovables sumadas a la generación gestionable y flexible. Un mercado de la energía integrado europeo que desarrolle en paralelo dos conceptos muy diferentes de suministro de energía (un sistema de energía renovable flexible y otro inflexible basado en el carbón y la nuclear), tendrá problemas notables, sobre todo a lo largo de las fronteras que tengan una producción alta de energía renovable y una alta penetración de carbón/gas. Las restricciones

pueden reducirse del 9,5% al 2,9% incrementando la flexibilidad de las centrales de carbón y nucleares.

Se calcularon varios casos dentro de un rango desde el 0% de flexibilidad, que significa que las centrales de energía no incrementan ni disminuyen en absoluto su producción en los momentos de demanda más baja, y una mayor producción de energía renovable de hasta el 100% de flexibilidad, que conduce a una respuesta directa de las centrales eléctricas. Mientras que el 0% de flexibilidad conduce a factores de capacidad altos de las centrales eléctricas convencionales y altas tasas de restricción para las renovables, el 100% de flexibilidad reduce las restricciones al mínimo pero lleva a las centrales de carbón y nucleares a factores de capacidad muy bajos y no rentables. Los resultados ofrecidos por el escenario de conflicto corresponden a una tasa de flexibilidad del 20%. Comparando los costes de la restricción a lo largo de 40 años, con una restricción que cuesta 50 €/MWh, se observa que la inflexibilidad está asociada a costes adicionales para los operadores de aerogeneradores y de generadores solares. Incluso con un 20% de flexibilidad, compensar la restricción cuesta 47.500 M€ más en un periodo de 40 años, que si los generadores "inflexibles" gestionables fueran totalmente flexibles.

Al contrario que en los casos de Referencia y de Conflicto, el caso de la **[R]evolución Energética** tiene un alto nivel de capacidad procedente de energías renovables. Las tecnologías de generación gestionable y flexible, como el gas ("flexible") se priorizan sobre los generadores caros e inflexibles (que asumen los costes del CO₂) como el carbón y la nuclear ("inflexible") en el orden de mérito. Se asume que todos los generadores gestionables han sido actualizados para ser flexibles. Además, como en los otros escenarios, las renovables variables (viento y fotovoltaica) pueden ser restringidas hasta en un 60% de su potencia nominal en momentos de alta producción y de cuellos de botella en la red, pero solo si es estrictamente necesario. Se asume que todas las fuentes gestionables están disponibles solo el 90% del tiempo, por razones de mantenimiento; sin embargo, los factores de carga/capacidad se muestran como porcentajes de la potencia total nominal. Se han calculado diferentes supuestos para encontrar la combinación ideal de tecnologías, más eficiente desde el punto de vista económico, para el caso de la **[R]evolución Energética**:

- Las baterías fotovoltaicas se agregan hasta en un 10% a los sistemas fotovoltaicos para 2030 y operan en un modo "orientado al auto-consumo", lo que reduce los marcados picos de alimentación de la fotovoltaica y por lo tanto reduce la expansión de la red.
- Las ejecuciones del modelo se llevaron a cabo sin las extensiones de red del TYNDP ya construidas, ya que se vio que esto reducía la expansión de la red total y los costes, en menor medida.
- Se incluyó una superred HVDC superpuesta para facilitar la transferencia de energía en largas distancias. Se optimizaron la tipología y las dimensiones de esta red superpuesta para reducir los costes totales.

Bajo el escenario de la **[R]E**, Europa en su conjunto cubre un 53% de su carga con eólica y fotovoltaica. La cobertura de la carga total vía renovables se incrementa hasta el 77% para



2030 en toda Europa, incluyendo energía hidráulica, biomasa, geotérmica y energía solar térmica de concentración o ESTC (que son las "renovables gestionables"). En comparación con los casos de Referencia y de Conflicto, Francia y Polonia también cubren una buena parte de su carga con energías renovables variables bajo este escenario. Los saldos generales de importación/exportación durante el año son más que incluso en los casos de Referencia o de Conflicto; Alemania también importa mucho menos que en el caso de Conflicto.

resultados principales del caso de la [R]evolución energética:

- Las baterías fotovoltaicas (con una potencia nominal del 10% de la capacidad fotovoltaica instalada) han reducido las extensiones de la red en alrededor del 10% al taponar los picos fotovoltaicos.
- Si se parte de la red actual -en vez de la del Plan a 10 años (TYNDP)- y se utiliza una red optimizada superpuesta HVDC, las extensiones totales de la red pueden reducirse en otro 40%.
- Al propiciar extensiones HVDC sobre expansiones HVAC, en el escenario de la [R]E, las extensiones totales de red se han reducido en otro 19%.
- El Escenario de la [R]E (centrado en las redes de transporte de corriente continua) necesita menos líneas porque la energía se transfiere directamente de una región a otra y hace que la electricidad deje de extenderse en la red vecina ("flujos en

bucle"), que causa más estrés en la red AC y exige además una mayor expansión.

- Como efecto colateral de la red superpuesta HVDC, también hay menos restricción, lo que tiene un gran impacto en el precio del sistema total. Las líneas HVDC tienen menos pérdidas térmicas y ninguna necesidad de compensación de energía reactiva a lo largo de la línea.

conclusiones

Se puede integrar un alto nivel de renovables en el sistema eléctrico europeo tan solo con modestos cambios en la red de transporte. Con niveles similares de inversión en infraestructura de red a aquellos ya programados por los operadores, Europa puede cubrir hasta el 77% de su carga eléctrica con renovables, incluyendo hasta 860 GW del viento y fotovoltaica con baja restricción (2,8%).

Optando por una red superpuesta HVDC para continuar la expansión de la red de transporte HVAC, la longitud total de las nuevas líneas de transporte puede reducirse en un tercio (de 39.000 km a 26.000 km; véase Variaciones Avanzadas del caso de la [R]evolución Energética y los mapas correspondientes), lo que minimiza el impacto en el paisaje y por lo tanto debería facilitar la aceptación pública.

tabla 0.1: resultados claves + comparación con ENTSO-E

CASO	TECNOLOGÍA	EXTENSIÓN DE LA RED (MVA) ^a	LONGITUD (KM) ^b	EXTENSIÓN EN (MVAkm) ^c	LÍNEAS DE TRANSPORTE (KM) ^d	COSTES DE EXTENSIÓN DE LA RED (MILLONES DE €)
Referencia 2020	AC	1.500	343	514.500	343	229
	DC	5.000	1.727	1.682.910	1.370	1.968
	AC+DC	6.500	2.070	2.197.410	1.713	2.197
Referencia 2030	AC	3.000	562	842.489	562	375
	DC	20.000	2.425	8.145.934	3.101	7.773
	AC+DC	23.000	2.985	8.988.423	3.663	8.148
Conflicto2020	AC	4.500	731	1.095.796	731	530
	DC	16.000	2.895	7.909.550	2.895	6.702
	AC+DC	20.500	3.625	8.005.346	3.626	7.232
Conflicto 2030	AC	84.700	8.224	15.188.762	8.779	7.089
	DC	91.000	7.055	39.110.736	10.002	33.563
	AC+DC	175.700	15.279	54.299.498	18.781	40.652
[R]evolución Energética 2020	AC	4.500	731	1.096.796	731	530
	DC	15.000	2.634	7.648.550	2.634	6.254
	AC+DC	19.500	3.365	8.745.346	3.365	6.784
[R]evolución Energética 2030	AC	112.200	22.489	22.168.854	11.719	10.314
	DC	148.000	10.738	52.390.238	14.556	50.859
	AC+DC	260.200	22.227	74.559.093	26.275	61.172
ENTSO TYNDP	AC		37.520	56.280.000	37.520	25.945
	DC		12.590	25.180.000	12.590	31.805
	AC+DC		50.110	81.460.000	50.110	57.750

notas

a MVA = SUMA DE LA CAPACIDAD DE LA EXTENSIÓN EN MVA POR CADA LÍNEA.

b MVAkm = CAPACIDAD DE LA EXTENSIÓN EN MVA MULTIPLICADA POR LA LONGITUD EN KM DE CADA LÍNEA.

c LONGITUD EN KM = LONGITUD DE LA LÍNEA AFECTADA.

d LONGITUD DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE EN KM = LONGITUD DE LAS NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE CONSTRUIDAS.

fFuente ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.

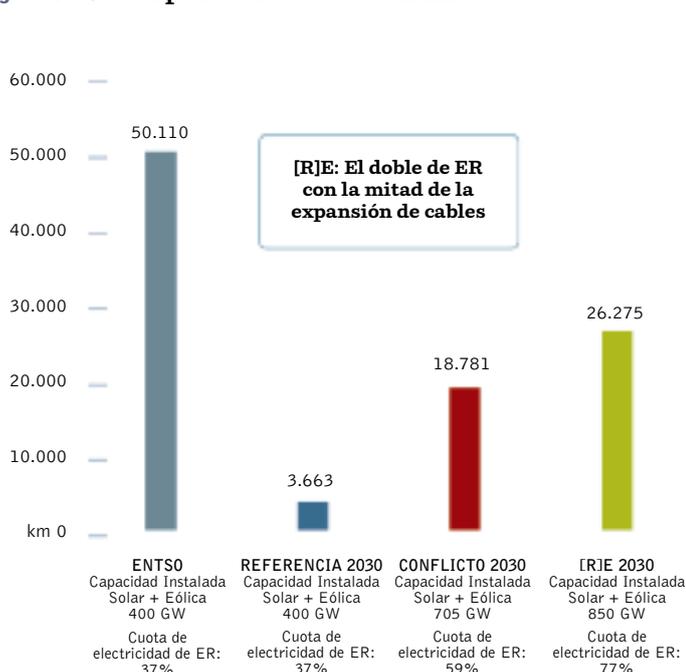
La inflexibilidad de las viejas centrales de generación nuclear y a carbón provoca una restricción adicional de las renovables variables, como el viento y la fotovoltaica.

En el Escenario de Conflicto, la inflexibilidad aumenta la restricción (y sus costes asociados) en un 55% (del 2,9% al 4,5% de restricción) y podría duplicar o incluso triplicar los niveles de restricción si los operadores de centrales convencionales buscan mejorar su carga base (véanse las Variaciones del Escenario de Conflicto).

Si la política sigue favoreciendo el carbón y la nuclear en Francia, Polonia y la República Checa, operándolas inflexiblemente y con prioridad en el orden de mérito, entonces costará más integrar unos niveles bajos de sistemas de energías renovables en Europa que si cada país sigue el Escenario de la [R]E. La inflexibilidad causa una restricción adicional, que es superior a los bajos costes de la red. El caso de Referencia muestra claramente que un nivel alto de capacidad en carbón y nuclear funcionando en modo de carga base conducirá a una tasa de restricción muy alta para la eólica y la solar, de hasta el 9,8% en algunos países.

Sin embargo, si nos centramos en exclusiva en la integración de las renovables y permitimos alguna restricción, se podría integrar el doble de nivel en eólica y fotovoltaica en el sistema eléctrico europeo con una inversión similar en infraestructura de red si la comparamos con el Plan de Desarrollo de la Red a 10 años de ENTSO-E.

gráfico 0.1: expansión de la red en km



fFuente ENERGINAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.

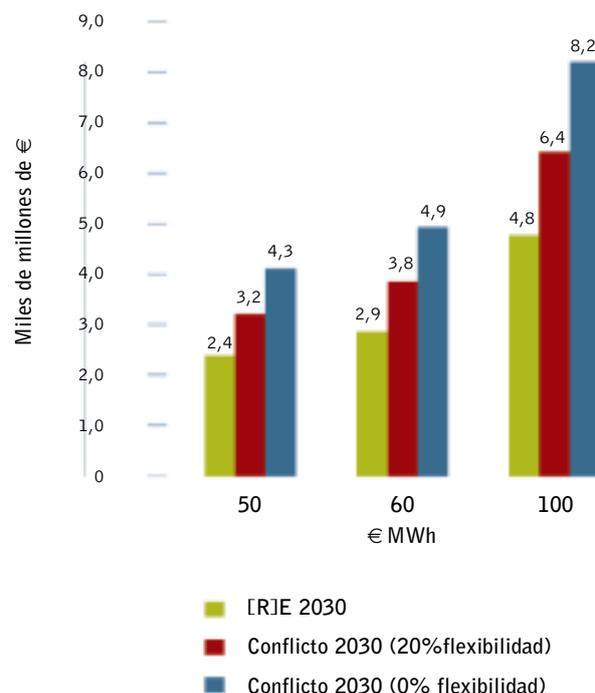
Doble de integración de energía renovable con la mitad de expansión de líneas de transporte

Un claro resultado de esta investigación es el hecho de que hay que optimizar la expansión de la red hacia estructuras de generación de electricidad regionales y técnicas, junto con la integración de las últimas tecnologías de cable. El TYNDP ha resultado ser claramente insuficiente para la integración de la energía renovable, ya que se basaba en la estructura de generación de electricidad existente y consideraba todas las centrales a la hora de buscar soluciones para evitar la restricción y factores de capacidad altos. Esto condujo a costes de sistema mucho más altos y a un potencial exceso de capacidad de generación de energía. El concepto que se esboza en este informe ha sido optimizado para la cuota más alta de renovables y un abandono progresivo del carbón y la nuclear en toda Europa.

Además de la localización de la expansión específica de la red, son de gran importancia las tecnologías elegidas para los cables de transporte. Uno de los mayores hallazgos de esta investigación es que una "Red Superpuesta" de Corriente Continua de Alto Voltaje (HVDC) evita una cantidad considerable de expansión de las líneas convencionales de transporte, lo cual es de especial importancia, ya que las nuevas líneas de tendido se enfrentan a una gran oposición pública y, por lo tanto, muchos proyectos acumulan retrasos de muchos años, si no de más de una década.

Un sistema de HVDC transporta la electricidad renovable desde los núcleos de generación hasta los centros de carga y, sumado a redes inteligentes, puede formar una infraestructura segura y

gráfico 0.2: costes de restricción



fFuente ENERGINAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.



económicamente viable para las energías renovables. Bajo el caso de la [R]evolución Energética, para 2030 se producirán alrededor de 1.500 TWh anuales de energía eléctrica procedente del sol y del viento. Si un concepto de red optimizada reduce la restricción necesaria en un 2%, por ejemplo de un 4,6% a un 2,6%, los costes ahorrados en restricción sumarían hasta 60.000 millones de euros, lo que puede compararse con los costes de expansión de la red en el Escenario de la [R]evolución Energética 2030. Optimizar un mix energético específico merece la pena. Sin embargo, si un operador de red intenta acometer la expansión simplemente para minimizar conflictos –que es el enfoque actual de ENTSO-E– el resultado serían costes de expansión mucho mayores y conduciría a muchas más líneas de tendido eléctrico, que como ya se ha dicho, enfrentan enfrentan una gran oposición pública.

En el escenario de Conflicto los niveles de energía renovables podrían entrar en conflicto frecuentemente con la nuclear y el carbón de "carga base", lo que lleva a la paralización o a la restricción de estas fuentes renovables. Estos enfrentamientos incrementarían la restricción de las energías renovables en un 100% (2,9% en el caso de la Revolución Energética en aumento hasta el 5,8% en el caso de conflicto). Suponiendo un costo de electricidad de 60 €/ MWh en 2030, el costo anual de esta restricción en ese escenario de conflicto elevaría a 4,9 mil millones de €/ año en el 2030, o 2000 millones € / año más que en el escenario de la Revolución Energética, como se muestra en la figura 0.2.

Como resultado, el caso de la [R]evolución Energética, con una cuota que duplica la del caso de Referencia, se torna en la opción más sólida desde la perspectiva financiera. Los costes de restricción son los más bajos y superan los costes de la expansión adicional de la red, comparados con el caso de Conflicto.

recomendaciones de Greenpeace

Tras décadas de subvenciones públicas a las fuentes de energía convencionales, el mercado entero de la electricidad y la red han sido desarrollados para ajustarse a una producción centralizada nuclear o a partir de combustibles fósiles. Buena parte de este sistema tendrá que cambiar si Europa quiere alcanzar sus objetivos a largo plazo sobre clima y energía. Los Gobiernos europeos, los operadores de red y los reguladores de la energía tienen que asegurar que se ponen en marcha las políticas correctas que ayuden, y no dificulten, esta transición.

- Los Gobiernos deberían acordar un marco ambicioso sobre clima y energía para 2030, que establezca una dirección clara para el futuro del sistema eléctrico europeo basado en la

energía renovable y en la eficiencia energética. Greenpeace apoya un objetivo en renovables del 45%, un objetivo de ahorro energético del 40% (comparado con 2005) y un objetivo de reducción de GEI de , al menos, 55% (comparado con 1990).

- Los Gobiernos deberían garantizar un enfoque estable y coherente sobre el desarrollo de las renovables en toda Europa para evitar conflictos entre sistemas energéticos flexibles e inflexibles. Greenpeace aboga por una continuidad de los objetivos nacionales vinculantes en energía renovable para 2030.
- Los Gobiernos y los operadores de red deberían desarrollar un plan estratégico de interconexión hasta 2050 que posibilite el desarrollo de un suministro de electricidad completamente renovable. Deben descartarse los planes de construcción de líneas de tendido para dar apoyo a las centrales de carbón y nucleares existentes o adicionales.
- Cuando se valoran las opciones de optimización de la red, los operadores de red deberían considerar no solo los costes de construir nuevas líneas, sino los costes del sistema completo, que incluyen los costes de la restricción de las renovables así como los costes de comprar los permisos de contaminación de CO₂ bajo el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (ETS) u otros posibles mecanismos futuros.
- Los Gobiernos europeos deberían garantizar la implementación de la regulación de la infraestructura energética transeuropea. Estas condiciones son necesarias para desarrollar las conexiones más rentables con el fin de integrar la energía renovable en toda Europa.
- Los Gobiernos europeos deberían garantizar la separación total de la propiedad de los sistemas de operaciones de transporte y distribución respecto de las actividades de producción y suministro de energía. Esta es la manera eficaz de proporcionar un acceso justo al mercado y de superar las prácticas discriminatorias existentes contra los nuevos participantes que entran en el mercado, como los productores de energía renovable.
- Debería reforzarse el papel de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER, por sus siglas en inglés) y revisarse el mandato de los reguladores nacionales de energía. La regulación del mercado de la electricidad debería garantizar que las inversiones en balanceo de la capacidad y en producción de energía flexible facilitan la integración de fuentes de energía renovable, mientras se abandona progresivamente el suministro de energía inflexible "de carga base" y se evita la introducción de pagos de apoyo en forma de pagos por capacidad.

tabla 0.2: resultados claves de los costes del sistema

CASO	LÍNEAS DE TRANSPORTE (KM)	COSTES DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA (MM €)	COSTES DE LA RESTRICCIÓN EN MIL MILLONES (€A) - CON DIFERENTES COSTES SUPUESTO POR MWH			EÓLICA ADICIONAL + CAPACIDAD DE INTEGRACIÓN SOLAR (BASE 2013) [GW]
			50 MWh	60 MWh	100 MWh	
Conflicto 2030	18.781	41	4,1	4,9	8,2	705
[R] Energética 2030	26.275	61	2,4	2,9	4,8	860

Introducción

“LOS OPERADORES DE REDES DE TRANSPORTE DEBEN APOYAR, NO Oponerse A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.”



imagen FOTO AÉREA DE LA PS10 PLANTA DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA. LA TORRE DE ENERGÍA SOLAR DE 11 MEGAVATIOS PRODUCE ELECTRICIDAD CON 624 GRANDES ESPEJOS MÓVILES LLAMADOS HELIOSTATOS. LA PLANTA ES CAPAZ DE PRODUCIR 23 GWH DE ELECTRICIDAD, QUE ES SUFICIENTE PARA SUMINISTRAR ENERGÍA A UNA POBLACIÓN DE 10.000 HABITANTES.

La energía renovable ha crecido en Europa de forma espectacular en últimos años. En 2013, las tecnologías de la energía renovable contaban con el 72% de la nueva capacidad eléctrica conectada a la red. Este fuerte crecimiento en la electricidad renovable, especialmente eólica y solar fotovoltaica, ha comenzado a desafiar al sistema eléctrico convencional en países como España, Italia y Alemania.

Sin embargo, cada vez con mayor frecuencia los aerogeneradores localizados en ciertas regiones son apagados durante periodos de fuerte viento, porque la electricidad no puede ser absorbida de forma segura por la red. Esto es lo que se llama "restricción". La causa principal de este problema son los cuellos de botella en la red eléctrica. Actualmente, la electricidad renovable excedente no puede ser transferida a otras regiones con demanda neta ni ser almacenada debido a la falta de instalaciones de almacenamiento económica.

En pro de la eficiencia económica y ecológica, es urgente que Europa se actualice y adapte su sistema eléctrico para optimizar la integración de fuentes de energía renovable. La investigación de Greenpeace (Greenpeace Internacional, Consejo Europeo de Energías Renovables -EREC, por sus siglas en inglés- 2010) sobre el potencial económico para un futuro desarrollo de las

fuentes de electricidad renovable, ha demostrado que para el año 2030 las renovables podrían suministrar alrededor de un 70% de toda la electricidad y casi el 100% para 2050. Las centrales de energía de carbón y nuclear podrían haber sido completamente cerradas para 2030, con centrales de gas desempeñando un papel de combustible puente hacia un sector eléctrico totalmente renovable para mediados de siglo.

Este informe se centra en cómo el sistema eléctrico tiene que adaptarse (redes, mix de producción, almacenamiento y gestión de la demanda) para integrar los altos niveles de producción de energía renovable con objetivos específicos para 2020 y 2030, mientras que se mantiene un alto nivel de seguridad en el suministro 24/7. Este concepto de [R]evolución Energética simplemente podría alcanzarse vía un proceso de optimización de extensión de la red, gestión de la red, almacenamiento de la energía, gestión de la demanda y asignación de tecnologías específicas de generación de energía en regiones determinadas. Todas las inversiones en la extensión de la red y en almacenamiento se mantendrían al mínimo para evitar situaciones donde la eólica y la solar fotovoltaica sean constreñidas, y se incrementarían en producción de respaldo no renovable. Esto, a su vez, mantendría las emisiones de CO₂ tan

imagen MÁQUINA PELAMIS WAVE EN LAS ISLAS ORCADAS. ABSORBE LA ENERGÍA DE LAS OLAS DEL MAR Y LA CONVIERTE EN ELECTRICIDAD. LA MÁQUINA FLOTA SEMI-SUMERGIDA EN LA SUPERFICIE DEL AGUA Y SE COMPONE DE UN NÚMERO DE SECCIONES CILÍNDRICAS UNIDAS ENTRE SÍ POR JUNTAS CON BISAGRAS.



bajas como fuera posible. También se han calculado otros dos escenarios -un caso de Referencia y un caso de Conflicto- que muestran el impacto de la falta de cambio en la política de la red si los Estados miembros siguieran diferentes caminos energéticos.

Esta nueva investigación se construye sobre un trabajo previo, bajo el formato de dos informes, producto de la colaboración entre Energynautics y Greenpeace. Para el primero, publicado en 2009, *[R]enovable 24/7*, Energynautics desarrolló un modelo de red europea para investigar las necesidades de actualización de la red para un sistema energético operado con un 90% de suministro de energía renovable en Europa para 2050. Dicho estudio, no obstante, no incluía los diferentes caminos energéticos posibles, ni optimizaba la cartera de generación.

Un segundo estudio en colaboración publicado en 2011, *La Batalla de las Redes*, perseguía tres objetivos:

- Determinar el nivel de inversión necesario en infraestructura de red para integrar un 68% y un 97% de electricidad renovable mientras se garantiza la seguridad del suministro.
- Determinar el mix de generación óptimo de centrales de combustible fósil, considerando un techo determinado de CO₂ del sector eléctrico para 2030 y 2050.
- Determinar el posible impacto que tendrían el almacenamiento (por ejemplo, almacenamiento por bombeo, coches eléctricos), la gestión de la demanda, el abandono demorado de la generación inflexible y las importaciones de energía desde el Norte de África, sobre las actualizaciones necesarias de la red y un mix de generación óptimo.

Este tercer informe *La Revolución en las Redes*, se basa en el trabajo de modelización de 2009 y 2011 y se centra en los posibles conflictos entre los diferentes caminos de suministro nacional de energía y en el innovador "concepto de red superpuesta", que utiliza una red de cable DC en vez del actual AC. Todas las simulaciones se han calculado para 2020 y 2030.

Alcanzar el objetivo del 45% de energía renovable para 2030 requerirá al menos que un 65% o 70% de la electricidad sea renovable, que en su mayor parte será eólica y solar variable, debido a razones económicas. La integración de dichos porcentajes de renovables es un desafío y exige una amplia cooperación europea para alcanzar los mejores resultados posibles. La optimización explora diferentes trayectorias, integrando las inversiones en red, en almacenamiento/DSM, el mix de producción y la localización geográfica de las capacidades de producción.

1. **El Caso de la [R]evolución Energética** se basa en el nuevo escenario de la *[R]evolución Energética* de la UE-27, publicado en diciembre de 2012. El ambicioso plan energético lleva a aproximadamente un 70% de electricidad renovable para 2030 y por encima del 95% para 2050, y ha sido desglosado en planes para 29 países (los 27 Estados miembros de la UE más Noruega y Suiza).
2. **El Caso de Referencia** se basa en el escenario convencional o 'business as usual' del informe de la [R]E para la UE-27 (ver más arriba) y los escenarios de las Políticas Actuales publicados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en sus *Perspectivas de la Energía en el Mundo 2011 (WEO)*,⁷ por sus siglas en inglés, 2011). Solo tiene en cuenta las políticas internacionales existentes sobre energía y medio ambiente. Los supuestos incluyen, por ejemplo, un progreso continuo en las reformas del mercado de la electricidad y del gas, la liberalización del comercio transfronterizo de energía y las políticas recientes diseñadas para combatir la contaminación ambiental. No incluye políticas adicionales para reducir las emisiones de (GEI) y toma como base las capacidades asumidas en el plan de desarrollo de la red a 10 años de ENTSO-E 2012⁸
3. **El Caso de Conflicto** ilustra lo que ocurre si las centrales eléctricas inflexibles de carbón (incluye lignito) y nucleares se mantienen en el sistema en Francia, Polonia y la República Checa, mientras que las capacidades flexibles del viento y el sol se incorporan en el resto de países de Europa más Suiza y Noruega. El Caso de "Conflicto" se centra especialmente en el cuello de botella del sistema eléctrico francés inflexible y el creciente conflicto entre Francia y Alemania, así como entre Alemania y sus países vecinos del este, Polonia y la República Checa, con sus agresivas políticas de carbón y nuclear.

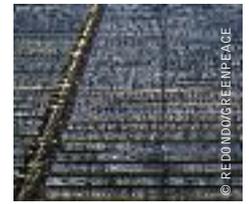
referencias

- 7 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 'WORLD ENERGY OUTLOOK 2011', OECD/IEA 2011.
- 8 <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2012-2030/>



imagen BORKUM RIFFGAT, TAMBIÉN CONOCIDO COMO OWP RIFFGAT ES UN PARQUE EÓLICO MARINO EN CONSTRUCCIÓN DE 15 KILÓMETROS AL NOROESTE DE LA ISLA ALEMANA DE BORKUM. LAS TURBINAS DE VIENTO ESTÁN CONSTRUIDAS EN UN ÁREA DE 6 KILÓMETROS CUADRADOS. CONSTARÁ DE 30 AEROGENERADORES CON UNA POTENCIA TOTAL DE 108 MEGAVATIOS (MW), Y SE ESPERA QUE GENERE ELECTRICIDAD SUFICIENTE PARA 112.000 HOGARES.

imagen FOTO AÉREA DE LA PLANTA SOLAR ANDASOL 1, LA PRIMERA PLANTA COMERCIAL DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS DE EUROPA. ANDASOL 1 SUMINISTRA HASTA 200.000 PERSONAS CON ELECTRICIDAD Y EVITA 149.000 TONELADAS DE CO₂ AL AÑO COMPARADO CON UNA CENTRAL DE CARBÓN MODERNA.



© REDOND/GREENPEACE

1.1 metodología

El modelo de sistema eléctrico europeo utilizado para este estudio fue desarrollado por Energynautics, dirigido por el Dr. Thomas Ackermann, usando el software de simulación comercial DIgSILENT PowerFactory. El modelo utiliza nodos de red, que representan todos los puntos principales de carga y generación en el área ENTSO del tendido eléctrico europeo.

Partiendo de las redes europeas, existentes o planificadas, de transporte de alto voltaje y de un conjunto dado de capacidades instaladas para varias tecnologías de generación (como eólica, fotovoltaica, gas, etc.), la distribución de estas tecnologías y su efecto sobre los flujos de red se optimizan para reducir las expansiones de la red que se necesitarían para acomodar estas tecnologías de generación al mismo tiempo que se asegura el suministro de electricidad.

aportaciones:

- La topología inicial de red para las líneas de Corriente Alterna de Alto Voltaje (HVAC) y Corriente Continua de Alto Voltaje (HVDC) y para las líneas de potencia en mega voltiamperios [MVA] o megavatios [MW] y las impedancias del modelo agregado de red para Europa de Energynautics
- Capacidades instaladas para todas las tecnologías de centrales de energía en gigavatios [GW] y la carga eléctrica anual en teravatios-hora al año [TWh/a] para todos los países europeos, de acuerdo con los escenarios de Greenpeace y/o de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).
- La clave de distribución de Energynautics para explicar cómo se distribuyen las tecnologías en cada país (eólica y fotovoltaica, según el potencial; fuentes convencionales de generación, de acuerdo a la capacidad actual)
- Series temporales para el año climático 2011 para calcular la alimentación de las renovables variables, incluyendo el viento y la radiación solar entrante; el perfil de carga para 2011 por país se toma de los perfiles publicados por ENTSO-E

resultados:

- Las extensiones necesarias de la red y sus costes.
- La distribución por nodo tecnológico, incluyendo la restricción para las renovables variables y los factores de carga para la potencia de regulación gestionables.
- La red fluye por líneas AC y DC.

el modelo de red:

- Más de 200 nodos que representan los principales emplazamientos de carga y generación en la zona ENTSO-E.
- Más de 400 líneas de corriente alterna (AC) para los principales corredores de transporte con capacidad [en MVA] e impedancias.
- Todas las líneas existentes de corriente directa de alto voltaje (HVDC) con potencia [en MW]
- El Plan de Desarrollo de la Red a 10 años (TYNDP) de 2012 se dividió en proyectos a medio y largo plazo que pueden incluirse como necesarios
- El modelo de red se construyó en DIgSILENT PowerFactory.

gráfico 1.1: modelo base de red de nodos (incluyendo proyectos HVDC internacionales previstos)



fuelle ENERGYNAUTICS 2014 - POWERJ 2030.

imagen CARGA DE UNA TURBINA EÓLICA DE SIEMENS SWT 6.0 120 EN EL BARCO DE CARGA ESPECIAL A2SEA INSTALLER. LA TURBINA SE FABRICÓ PARA EL PARQUE GF III DE GUNFLEET SANDS A 10 KM DE LA COSTA BRITÁNICA EN EL MAR DEL NORTE.



© LANGFOLD/GREENPEACE

1.2 red superpuesta

El algoritmo de optimización puede construirse tanto en líneas AC como DC.

En los escenarios que incluyen la red superpuesta, el algoritmo tiene la opción de construir una red superpuesta de larga distancia HVDC, que conecta los centros de carga y los nodos más importantes de Europa con una alta cuota de generación de energía renovable. Esta red superpuesta consiste en varias líneas HVDC conectadas; el algoritmo puede expandir cada línea de forma separada con diferentes potencias o bien elegir no construir la línea.

Después de examinar los flujos en el escenario "de referencia avanzado", se identificaron los siguientes corredores de importancia para la red superpuesta HVDC:

1. Escocia al sur de Inglaterra
2. España a Francia
3. Sur de Italia al norte de Italia
4. Costa francesa a París (para la eólica marina)
5. Norte de Alemania al Ruhr y/o sur de Alemania (para la eólica marina)
6. Francia a Alemania
7. Italia a Alemania

1.3 el plan europeo de desarrollo de red a diez años

Este informe utiliza el Plan de Desarrollo de la Red a 10 años (TYNDP) publicado por la Red Europea de Operadores del Sistema de Transmisión (TSO, por sus siglas en inglés) para la Electricidad (ENTSO-E) de 2012, que esboza todos los proyectos planificados para el próximo periodo como base para su modelización.⁹ El TYNDP comenzó como una recogida de los planes nacionales de la TSO, pero su objetivo es trabajar por una planificación transnacional. La siguiente versión se publicará a finales de 2014, tras una consulta a mitad del mismo año.

Los dos siguientes mapas, a partir del TNDP 2012, muestran todas las inversiones de importancia paneuropea. El primer mapa (Gráfico 1.2) muestra los proyectos encargados en el medio plazo, por ejemplo, en el primer periodo de cinco años del TYNDP, de 2012 a 2016. El segundo mapa (Gráfico 1.3) muestra todos los proyectos encargados a largo plazo, por ejemplo, a partir de 2017. Los mapas muestran información básica relativa a localización, rutas y tecnología (AC o DC, nivel de voltaje). Cuando aún no se conoce la localización concreta de una inversión, se colorea el área donde es probable que se produzca.

referencia

⁹ <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/>

gráfico 1.2: proyectos de importancia paneuropeos a medio plazo (hasta el 2016)



fUENTE EL PLAN DE DESARROLLO DE LA RED A 10 AÑOS (TYNDP) DE 2012

imagen LÍNEAS DE TENSIÓN EN EL LUGAR PREDETERMINADO DE INSTALACIÓN PARA EL PROYECTO DE LA NUEVA CENTRAL NUCLEAR DE GOESGEN, SUIZA, AL OTRO LADO DEL RÍO DE LA YA EXISTENTE CENTRAL NUCLEAR.



© FORTÉ/GREENPEACE

gráfico 1.3: proyectos de importancia paneuropeos a largo plazo (a partir de 2017)



fuentes EL PLAN DE DESARROLLO DE LA RED A 10 AÑOS (TYNDP) DE 2012

Como muestra el Gráfico 1.4, los proyectos paneuropeos de importancia suman alrededor de 52.300 km de rutas nuevas o actualizadas de Muy Alta Tensión, comparados con la longitud de la red existente de unos 305.000 km. Las fechas de puesta en marcha previstas se dividen con bastante equidad entre los dos períodos de cinco años.

Las cifras del TYNDP 2012¹⁰ representan un 25% de incremento en proyectos, comparadas con el TYNDP 2010, con un gran aumento de especialmente nuevas inversiones individuales:

- Se prevén más de 3.000 km de rutas submarinas, que desarrollarán un total de 10.000 km de red marina como recurso clave.
- Se consideran más de 7.000 km de rutas terrestres, la mayoría para llevar a los centros de carga la energía generada en la periferia del territorio europeo.

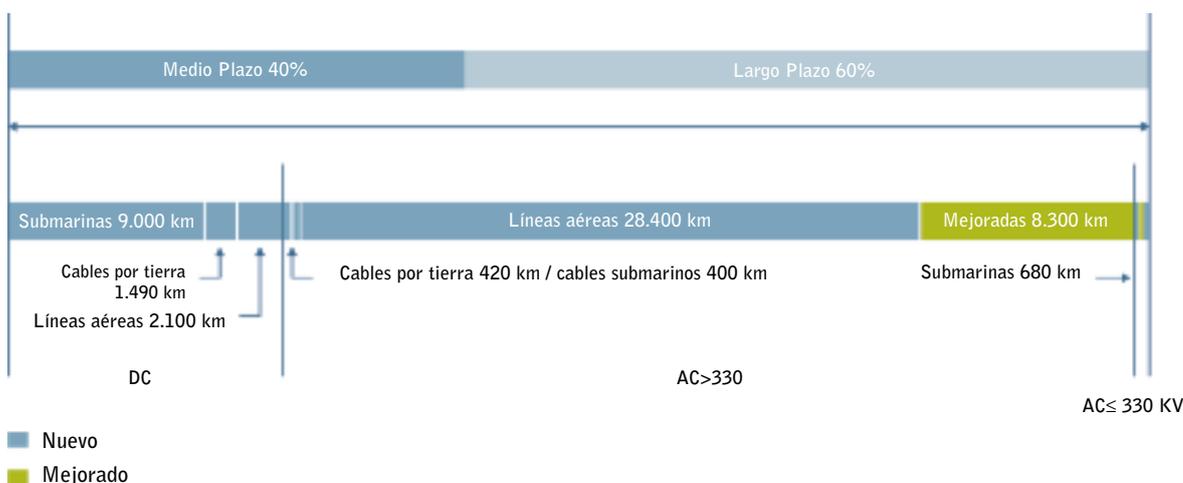
La gran mayoría de los proyectos (unos 39.000 km) utilizan el estándar técnico común HVAC. Es el estándar técnico común para Europa en transporte de electricidad y es una tecnología bien establecida. Además, se han planificado alrededor de 12.600 km de enlaces HVDC. La mayoría se refieren a inversiones submarinas donde la tecnología AC no es una opción. Sin embargo, se han considerado varios proyectos de interconexión terrestre HVDC en paralelo con una operación de 1.080 km de líneas HVAC; también se han planificado cables submarinos HVAC, a 150 kV o 220 kV, en su mayor parte para conexiones eólicas marinas. Más del 82% de las inversiones corresponden a nuevos equipamientos o rutas y el 18% a la renovación o actualización de los recursos existentes.

1.4 estimaciones de coste de ENTSO-E ¹¹

Los costes del proyecto de 34 países y regiones europeas presentan una gran variedad, que se corresponde con la diversidad de los diseños, desde menos de 50 M€ a más de 1.000 M€. El 40% de los costes de los proyectos presentados están por debajo de los 300 € millones y el 23% por encima de los mil millones de euros. Las inversiones totales en toda Europa suben a 104.000 M€, de los cuales 23.000 M€ corresponden a cables submarinos. Las cifras están en línea con los análisis previos del TYNDP 2010 y del total de los 100.000 M€ previstos por la Comisión Europea en su comunicación acerca del Paquete sobre Infraestructura Energética, de 17 de noviembre de 2011.

Los costes totales de la inversión por país son correlativos y están en relación a su superficie y población. Aún así, existen desviaciones notables. Por ejemplo, Irlanda prevé hasta 4.000 M€ (debido principalmente a los cables HVDC de larga distancia), un esfuerzo importante comparado con el tamaño de la población. Con grandes cambios respecto a la localización de la generación en suelo alemán, Alemania considera, con mucho, la mayor inversión: 30.100 M€. Los esfuerzos en inversión son importantes para los medios financieros de la TSO. Sin embargo, representan alrededor de 1,5-2 €/MWh de consumo de energía en Europa sobre un periodo de 10 años, entorno al 2% de los precios mayoristas de la energía o menos del 1% de la factura total de electricidad (fuente: ENTSO-E, TYNDP 2012, página 70).

gráfico 1.4: proyectos de importancia paneuropeos-volúmenes



fuente TYNDP – ENTSO E 2012, PÁGINA 62.

referencias

¹⁰ <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2012/>

¹¹ <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2012/>, p.70



1.5 la integración de la capacidad renovable supuesta en el TYNDP 2012

El desarrollo de la red exige una anticipación y una consideración a largo plazo. ENTSO-E desarrolló cuatro visiones para 2030 con el fin de examinar los desafíos y las oportunidades para el desarrollo de escenarios a largo plazo para la TSO. Las bases para el desarrollo del TYNDP 2012 para dos escenarios diferentes tienen en cuenta en ambos casos la estrategia europea 20-20-20, basada en los Planes vinculantes de Acción Nacional de la UE de Energías Renovables (EU National Renewable Energy Action Plans). El escenario "SAF-B" también extrapola la información de las perspectivas de inversiones actuales de los agentes del mercado con un enfoque de-abajo-a-arriba.¹²

Estos son los objetivos europeos 20-20-20:

- Evolución de la demanda energética influida por la actual crisis económica, las sólidas medidas de eficiencia energética y por el apagado de la electricidad de combustibles fósiles por el usuario final (bombas de calor, coches eléctricos) y el desarrollo de aparatos electrónicos
- Las energías renovables continúan creciendo, especialmente la eólica y la fotovoltaica, que suministran el 38% de la demanda de electricidad en el Escenario de la UE para 2020.
- Dependiendo de la cuota de las unidades de gas y carbón en el mix en los próximos diez años, las emisiones de CO₂ del sector energético también caerán del 26% al 57% en el Escenario de la UE 2020.

ENTSO-E asume una capacidad de energía eólica y solar adicional de 220 GW para 2022 (diez años después de que se publicara el informe en 2012) y reconoce que "el 80% de los 100 cuellos de botella identificados tienen que ver con la integración directa o indirecta de las fuentes de energía

renovable (RSE)" y es comparable con el supuesto de nuestro Escenario de Referencia 2030.

En su informe, ENTSO-E cita una cifra de 104.000 M€ para implementar todos los proyectos; sin embargo la visión general de más arriba alcanza los 57.700 M€, utilizando los costes supuestos en su informe, y esto es lo que hemos hecho para hacer posible una comparación justa con nuestros escenarios. Nuestros costes son más bajos porque no incluyen la obtención de los derechos sobre la tierra ni los permisos de construcción, que varían ampliamente de país a país y de proyecto a proyecto.

1.6 capacidades instaladas y demanda en este informe

Esta investigación calculó la capacidad eléctrica instalada y la carga por país y por tecnología para 2020 y 2030 y dividió los valores entre "Referencia" y "[R]evolución Energética", lo que corresponde a los casos "business as usual" y "[R]evolución Energética".

Se registraron series temporales horarias para el año 2011 para:

- La carga de cada país en base a datos de ENTSO-E
- Los datos eólicos por nodo se basan en la velocidad del viento, y son convertidos a "por unidad de energía nominal del aerogenerador" con curvas de energía tomadas de Tradewind Study (2009) y posteriormente escaladas de forma gradual y no lineal para alcanzar una media de carga total por hora para cada país (equivalente a ajustar las curvas de energía a modernas futuras turbinas)
- Los datos de radiación solar entrante por nodo para alimentación fotovoltaica, también escalados de forma gradual y no lineal para alcanzar una media de carga total por hora para cada país

tabla 1.1: cálculo de estimación de costes del TYNDP de ENTSO-E

(UTILIZADO PARA TODOS LOS CASOS DE ESTE INFORME)

	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD SUPUESTA (MVA)	TVAKM	COSTE (MILES DE MILLONES DE €)
DC submarina	9.000	2.000	18	19.800
DC subterránea	1.490	2.000	2,98	3.725
DC OHL	2.100	2.000	4,2	1.680
AC	36.700	1.500	55,05	24.497
Cable AC	420	1.500	0,63	788
AC submarino	400	1.500	0,6	660
	Nº de pares de convertidores		TW	
Convertidores para proyectos DC	22	2.000	0,044	6.600
Total	50.110			57.750

fuentes VALORES TOMADOS DE LA SECCIÓN 7.2 DEL TYNDP 2012 EN <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2012/>

referencia

¹² <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2012/>, p.10

El Gráfico 1.5 muestra unas series temporales por nodo cerca de Fráncfort, Alemania, para el último trimestre de 2011. Las líneas amarillas representan la producción de los generadores de energía solar fotovoltaica, mientras que las azules reflejan la electricidad de los aerogeneradores. La línea negra es la demanda general (=carga) para esta localización en concreto: la carga cae los fines de semana; la generación de fotovoltaica era más baja en noviembre y diciembre, mientras que el viento fue particularmente fuerte en diciembre.

1.7 optimización de la despacho para minimizar la expansión de la red

Las diferentes aportaciones (red, capacidades, series temporales, etc.) se introducen en el modelo óptimo de flujo de energía de Energynautics, desarrollado internamente utilizando el lenguaje de programación Python. Este modelo tiene las siguientes características:

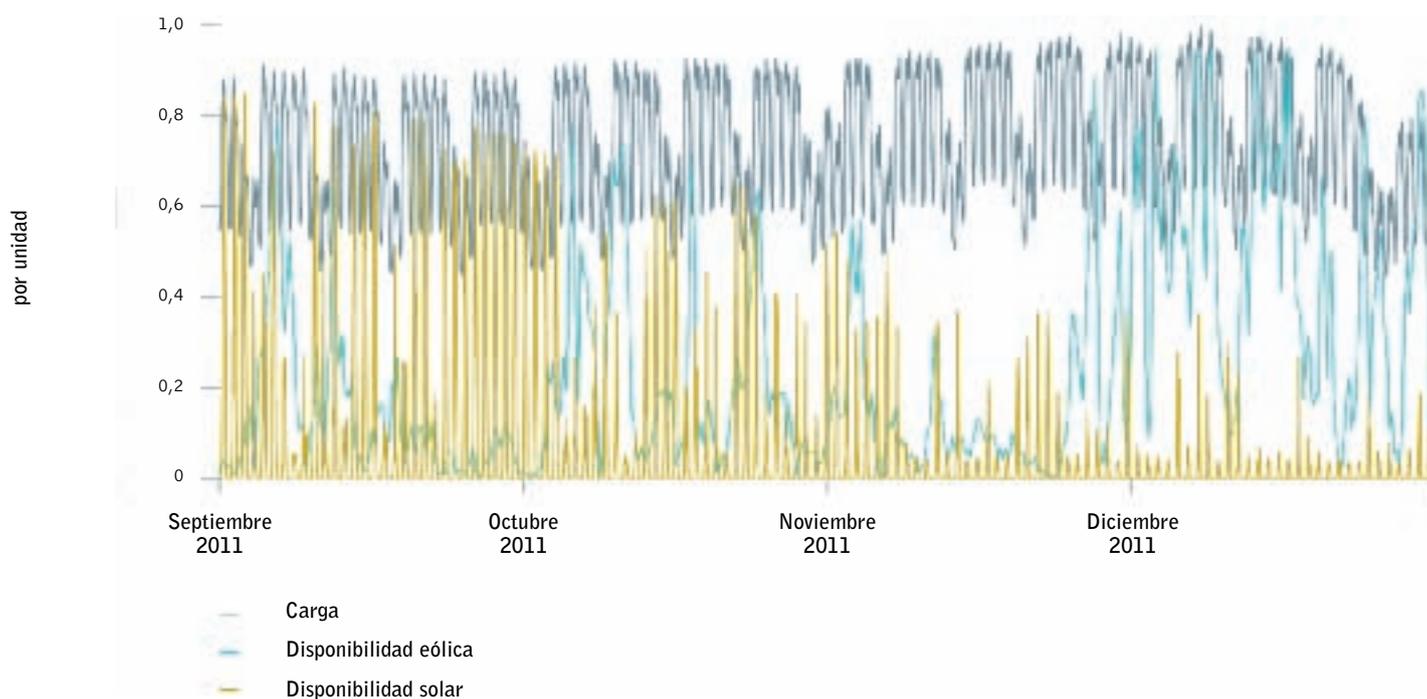
- Lleva a cabo una optimización lineal constreñida que utiliza el programa de fuente abierta GNU Linear Programming Kit (GLPK) para despachar la generación a cada punto en el tiempo
- Realiza un flujo de carga lineal para la red AC, respetando los límites térmicos de los valores de la red (con un 70% de margen de seguridad para permitir una seguridad N-1)
- El HVDC es gestionable
- Su prioridad de optimización es minimizar las expansiones de red necesarias tanto para las líneas HVAC como para las HVDC

- Las líneas AC a 380 kV se construyen en circuitos discretos de 1.500 MVA; existe un "buffer" o amortiguador, por lo que si las líneas se sobrecargan solo ligeramente (por ejemplo, en un 5%), la expansión no tiene lugar.
- Una vez que se han minimizado las extensiones de la red, la despacho de la generación se realiza de acuerdo a la disponibilidad y al precio
- La fotovoltaica y la eólica ("renovables variables") tienen precio cero; a otros recursos de generación se les da un precio simulado para establecer el orden de mérito según el escenario.
- El despacho de algunos generadores gestionables (como los nucleares) puede hacerse inflexible limitando el despacho permitido
- El modelo restringirá las renovables como última opción en caso de que haya restricciones de red o restricciones de flexibilidad en otros generadores.

1.7.1 despacho de las renovables variables

Renovables variables se refiere a aquellas tecnologías de generación cuya energía disponible depende de factores climáticos, como la eólica terrestre, marina y la solar fotovoltaica. Su energía disponible en cada hora para cada nodo viene dada por la serie temporal de nodo descrita más arriba. Además, cuando la alimentación es muy alta en un nodo y causa tensión en la red, el algoritmo tiene la opción de restringir la eólica o la fotovoltaica en un 60% de su potencia nominal. Se eligió el 60% ya que causa muy poca pérdida de energía,

gráfico 1.5: DE23 por unidad de la serie temporal para la carga, eólica y solar



fuentes ENERGYNAUTICS 2014 - POWERJ 2030.



como una fracción de la energía disponible a lo largo del año (menos del 5%/año). La restricción se asocia a un coste si la generación se reemplaza con centrales de gas.

1.7.2 despacho de las gestionables

Gestionables son aquellas tecnologías de generación cuyas distribución puede cambiarse libremente dentro de los límites de su potencia instalada sobre una base horaria. Se asume una disponibilidad del 90%, debido al tiempo muerto durante las tareas de mantenimiento, etc. El orden de mérito de diferentes gestionables puede ser controlado asignando precios diferentes a las distintas tecnologías de generación, lo que determina su puesto en el orden de mérito.

Con el fin de explicar las tecnologías de generación que no pueden aumentar o reducir rápidamente su producción (como la nuclear o el lignito) o tienen poca capacidad para ser apagadas y después encendidas de nuevo, han sido modelizadas de forma separada.

1.7.3 despacho de las inflexibles gestionables (como la nuclear)

La energía nuclear y el carbón son operadas de una manera especialmente inflexible y, por lo tanto, dificultan la adopción de las fuentes de energía renovable. La mayoría del carbón y algunas unidades nucleares, como la británica AGR y la soviética/rusa VVER (que se utiliza en la República Checa), fueron previstas y diseñadas como "centrales de carga base", con énfasis en una vida operativa larga y de alta eficiencia. Su capacidad de aumentar o disminuir la generación es muy limitada y no pueden mantenerse en un nivel bajo de generación por mucho tiempo, en el caso de la nuclear debido a que los neutrones se intoxican; en el caso del lignito debido al alto contenido en agua del

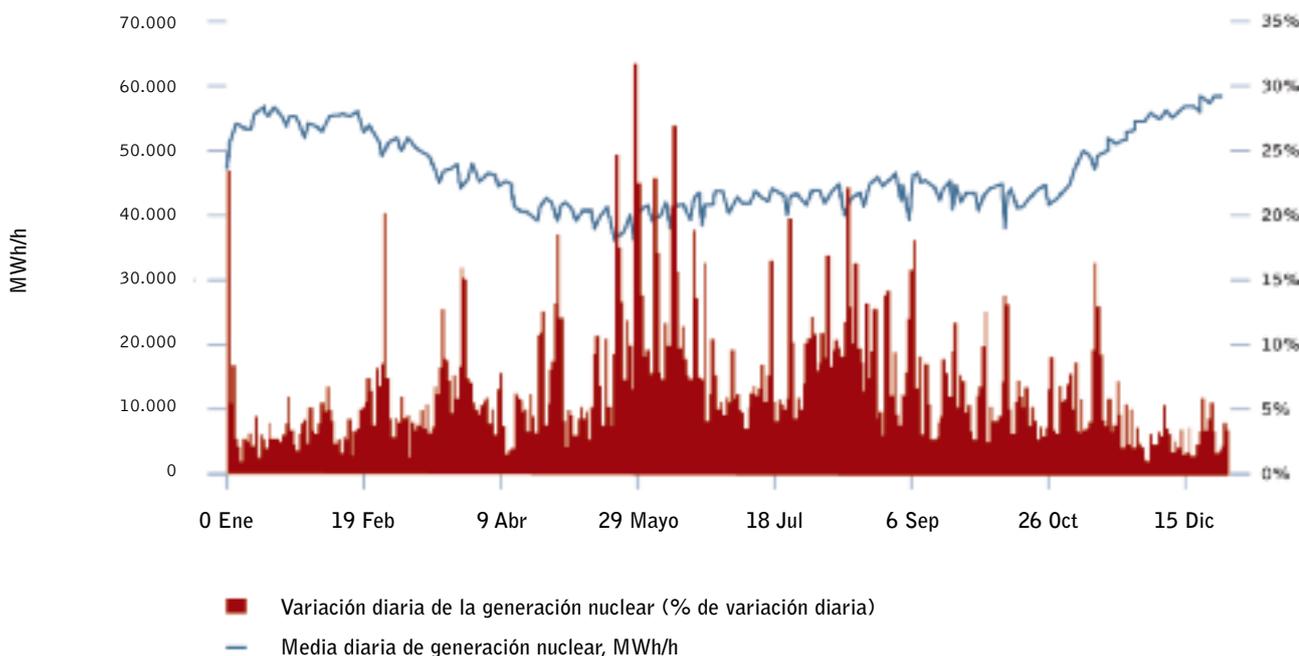
combustible. La mayoría de las grandes centrales térmicas tardan días en parar y reiniciar.

Las plantas de energía nuclear de Francia y Alemania, están equipadas en su mayoría con reactores de agua a presión (PWR por sus siglas en inglés) de segunda generación en adelante que fueron diseñados para el seguimiento de carga y aumentar la flexibilidad. Esta capacidad se necesitaba por la alta participación de generación nuclear, que estaba previsto en ambos países en la década de 1970, que luego sólo se concretaría en Francia. También hay unas pocas centrales de lignito más modernas en Alemania con capacidad de aumento gradual comparables a las unidades carbón de hulla. La inflexibilidad de la generación nuclear y por carbón en Alemania y Francia tiene razones económicas: las centrales nucleares y de lignito tienen unos costes fijos altos y costes variables bajos, lo que las hace rentables solo con horas de funcionamiento a carga completa. Además, la bajada en la generación está gravemente limitada durante el último 20% del ciclo del combustible nuclear en reactores CP (que operan a presión constante), lo que aporta hasta un 50% de la generación nuclear francesa.

La práctica estándar en las centrales de energía nuclear francesa es tener unidades a CP operadas principalmente como centrales de carga base o como plantas de "seguimiento de carga en modo superficial" con tasas de aumento lentas y asignar unas cuantas unidades más recientes (P4, P'4, N4) a "deberes especiales" cuando hay altas tasas de aumento. Todo ello viene a dar una tasa de flexibilidad del 20-30%.

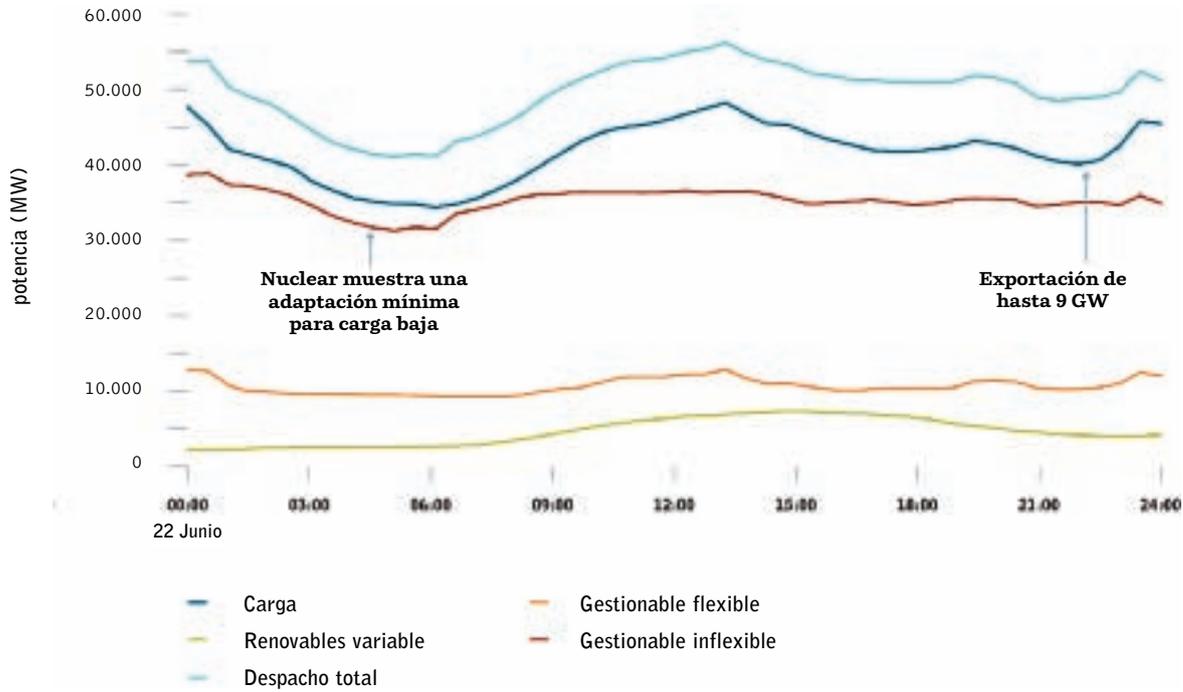
Véase el Gráfico 1.6 más abajo, que muestra la variación y el cambio diario en la generación nuclear de RTE (el operador de red francés) en Francia a lo largo de un año..

gráfico 1.6: media diaria de generación nuclear y variación diaria de la generación nuclear en francia en 2010



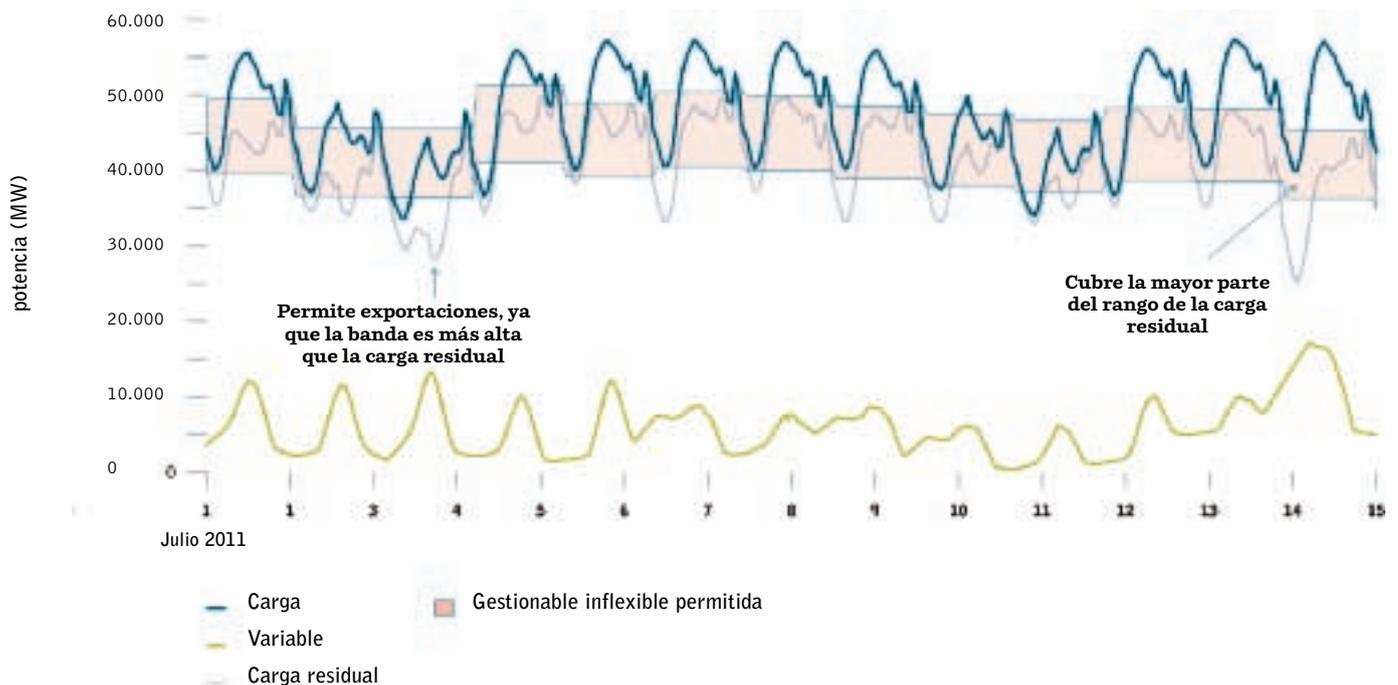
Variación diaria de la generación nuclear en Francia en 2010

gráfico 1.7: ejemplo de generación de energía nuclear en francia en verano (23.06.2013)



fuelle ENERGINAUTICS 2014 - POWERJ 2030.

gráfico 1.8: ejemplo de banda de flexibilidad limitada (en rosa), durante dos semanas, en el mes de julio, en francia



fuelle ENERGINAUTICS 2014 - POWERJ 2030.

imagen TORRE DE ELECTRICIDAD Y LÍNEA DE ALTA TENSIÓN FRENTE A UNA CENTRAL DE ENERGÍA NUCLEAR UNTERWESER, ALEMANIA. OPERADO POR E.ON KERNKRAFT GMBH.

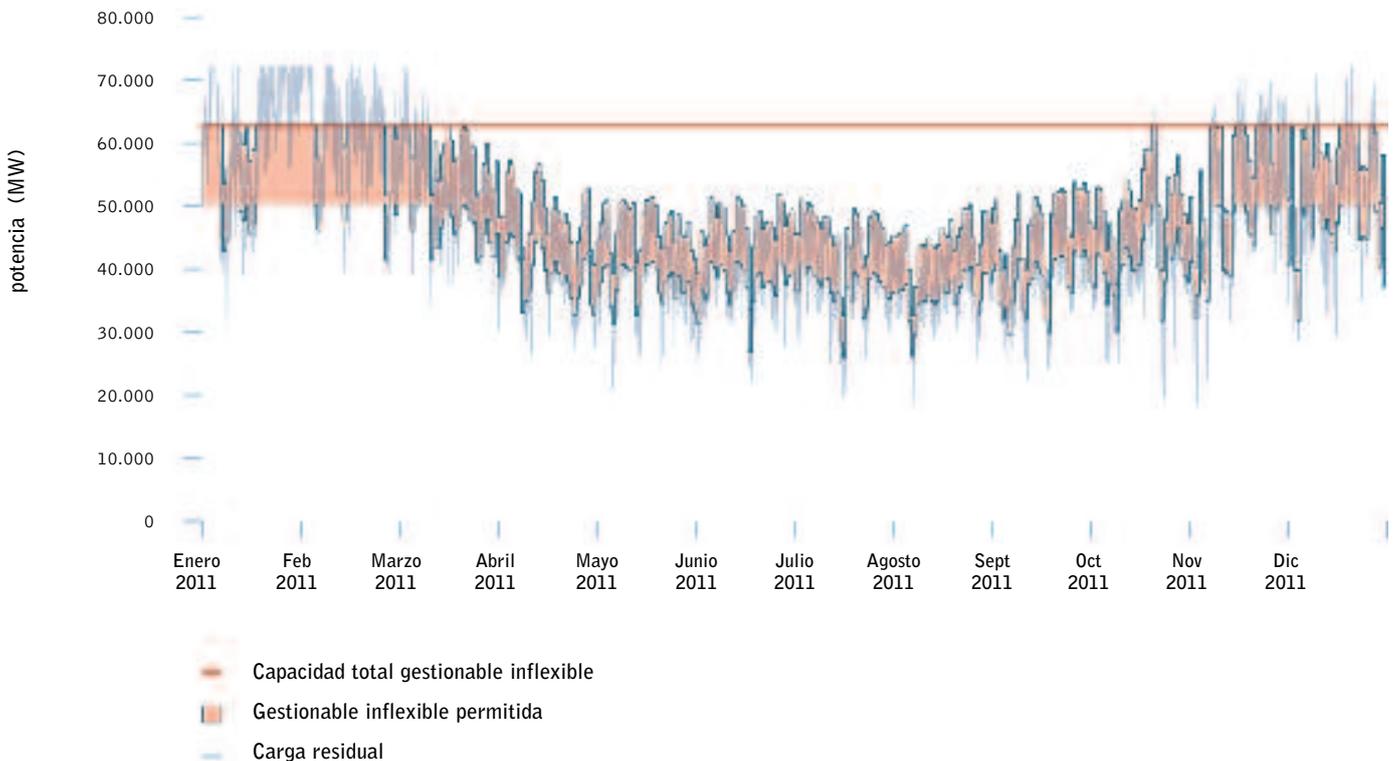


A partir de estos gráficos vemos que el total de la generación nuclear en Francia varía su resultado relativamente poco de día a día (hasta el 20% al día). Los cambios estacionales pueden significar que algunas centrales se desactivan en verano debido a una demanda más baja de energía. Sin embargo, se prefiere exportar antes que disminuir la generación nuclear en momentos de baja demanda.

En ese informe se desarrolla un modelo que simula este comportamiento. Se estableció de antemano (como un mercado del día siguiente) un límite diario para cada país en la distribución de inflexibles gestionables, de acuerdo con la carga y la alimentación renovable previstas; entonces se permitió un aumento/disminución limitado.

La distribución máxima de inflexibles gestionables se establece mediante un máximo de carga residual (carga menos variables renovables); entonces, pueden bajar hasta un 20% desde su límite superior, creando una banda limitada permitida de flexibilidad.

gráfico 1.9: banda permitida para las gestionables inflexibles en francia, determinadas por la carga residual



fuentes ENERGINAUTICS 2014 - POWERJ 2030.

1.7.4 despacho de la hidroelectricidad por bombeo

La hidroelectricidad por bombeo actúa como almacenamiento, así que puede acumular energía o liberarla. Se asume que se tiene una eficiencia del 75% en un ciclo (almacenamiento y posterior liberación) y una capacidad de almacenamiento de energía igual a 7 horas acumulando a la potencia nominal.

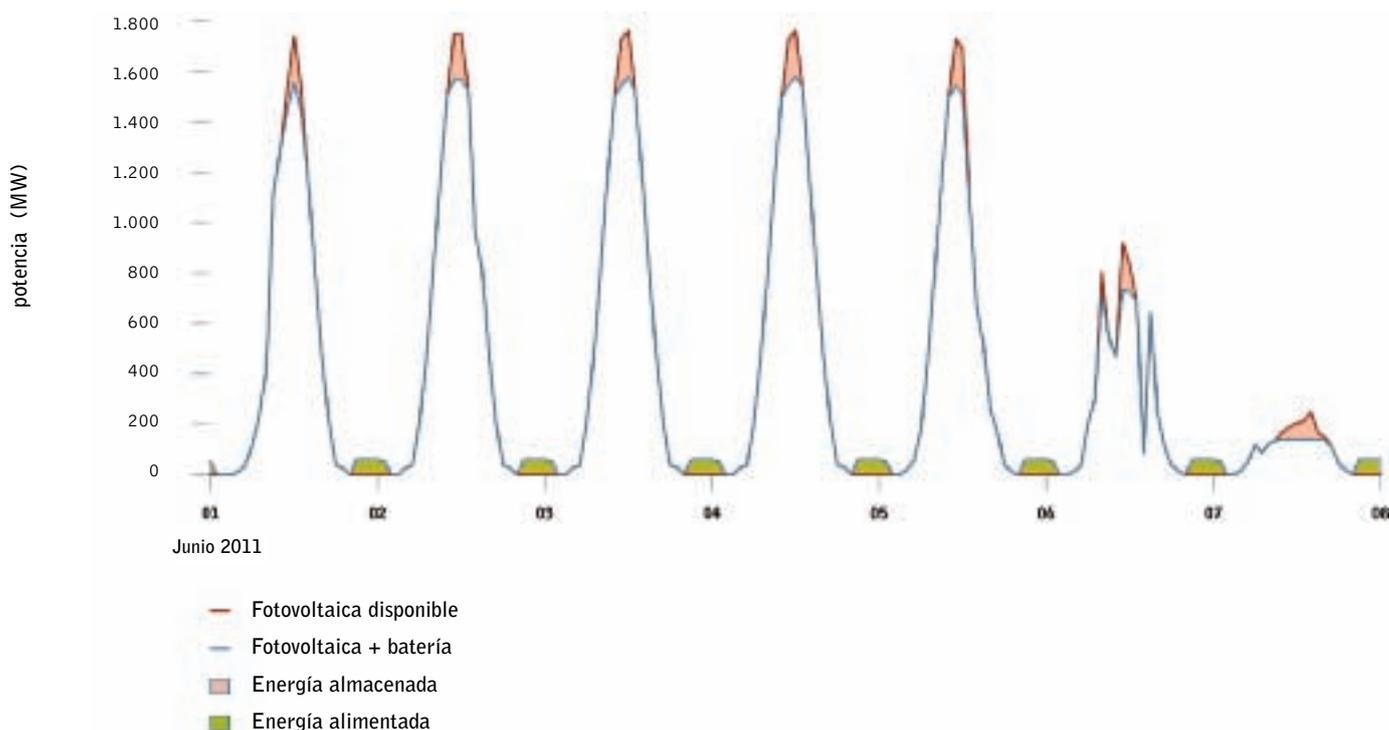
1.7.5 despacho de las baterías fotovoltaicas

En 2030 se instalarán solamente baterías fotovoltaicas en cada nodo con una potencia nominal correspondiente al 10% de la capacidad total instalada de fotovoltaica en el nodo. Tienen una capacidad de almacenamiento de energía correspondiente a dos horas de potencia nominal (por lo que una batería de 1 kW puede almacenar 2 kWh).

Se ponen en funcionamiento para reducir el pico de mediodía tanto como sea posible. Después se recargan durante seis horas por la noche. Funcionan de acuerdo al autoconsumo, no para ayudar a reducir las extensiones de la red, aunque este puede ser un efecto colateral.

Aquí tenemos un ejemplo de despacho desde un nodo alemán durante una semana en junio:

gráfico 1.10: pico de fotovoltaica tope por batería con una operación orientada al consumo en el nodo DE02



fuelle ENERGNAUTICS 2014 - POWERJ 2030.



1.8 asignar las no/flexibles/inflexibles-gestionables a tecnologías de generación específicas

El modelo utilizado para esta investigación proporciona una distribución por cada tipo de modelo. Después se subdivide en tecnologías de generación separadas según las siguientes reglas:

- La distribución de la variable renovable se divide entre eólica y fotovoltaica, en función de la cantidad disponible para ese momento y para cada tecnología.
- La distribución gestionable se divide entre las tecnologías de acuerdo a un orden de mérito que prioriza a las renovables, como hidráulica, biomasa, ESTC (energía solar térmica de concentración) y geotérmica, y tienen prioridad sobre el gas.
- La generación hidráulica y la ESTC por país en TWh/año no pueden exceder ni la generación anual hoy (en total, alrededor de 500 TWh/año en Europa) ni la generación total dada en los países para los que existen informes de país que indican que es físicamente posible generar hidráulica, cuando la ESTC no se haya excedido.

1.8.1 supuestos sobre los costes de la extensión de la red

La Tabla 1.3 muestra los diferentes supuestos sobre costes. Además, cada línea tiene un factor de terreno que suma hasta el 50% a la línea de coste dependiendo de la dificultad del terreno (por ejemplo, las zonas montañosas de Los Alpes tienen un factor de terreno alto). El modelo proporciona las extensiones de la red como un número continuo (por ejemplo, 253,2 MVA por línea), ya que no es posible construir fracciones de línea; existe una unidad de medida discontinua, como 1.500 MVA que corresponden a un solo circuito AC. Hay un pequeño amortiguador, así que si la línea está solo ligeramente sobrecargada, no se construye.

Para las líneas HVDC existentes y planificadas la división entre líneas de tendido y cable se da de acuerdo a la información actual disponible; para la Red Superpuesta hemos asumido que es línea de tendido en su totalidad. Los costes de conversión de la DC son más altos y corresponden al equivalente de alrededor de 400 km de línea superpuesta; esto hace que en general la DC sea más cara. Sin embargo, la HVDC puede reducir la restricción, que es más cara en comparación, y reduce las pérdidas térmicas en comparación con la HVAC.

tabla 1.3: supuestos sobre los costes de la extensión de la red

TIPO	COSTE [EN €]	UNIDAD DE MEDIDA DISCONTINUA
HVAC (Línea Superpuesta)	400 por MVA por km	1.500 MVA
Compensación Reactiva de Energía HVAC	45 por MVA por km	1.500 MVA
HVDC (Línea Superpuesta)	400 por MW por km	1.000 MW
HVDC (Cable Subterráneo)	1.250 por MW por km	1.000 MW
HVDC (Cable Submarino)	1.100 por MW por km	1.000 MW
HVDC VSC Pares de Convertidores	150.000 por MW	1.000 MW

fuentes ENERGNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.

tabla 1.2: asignación de las energías renovables variables y gestionables flexible / inflexibles a determinadas tecnologías de generación

TIPO DE MODELO	TECNOLOGÍA	PROPIEDADES DE LA MODELIZACIÓN
Variables renovables	Eólica terrestre y marina, fotovoltaica	Depende de la disponibilidad meteorológica, restringible al % de la potencia nominal
Flexibles gestionables	Biomasa, Hidráulica, Gas, Petróleo, Geotérmica, ESC	Se distribuyen con flexibilidad
Inflexibles gestionables	Nuclear, lignito, carbón	Pueden modelizarse con inflexibilidad
Hidroeléctrica por bombeo	Hidroeléctrica por bombeo	Almacenamiento distribuible con flexibilidad
Baterías fotovoltaicas	Baterías fotovoltaicas	Perfiles de gestión más comunes según autoconsumo local

fuentes ENERGNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.

1.8.2 los costes de la restricción

Para comparar los costes de la restricción con los costes de extensión de la red, Energynautics utilizó los mismos costes supuestos que el estudio previo, *La batalla de las redes*¹³. Para este estudio asumimos que el precio de la restricción cotiza como el coste de reemplazar la generación por gas, con un coste medio de generación de 50 €/por megavatio/hora (MWh). Si el equipo de transporte está en servicio durante 40 años, la restricción de 1 TWh/año para ese periodo es:

$$40 \text{ TWh} * 50 \text{ €/MWh} = 20.000 \text{ M€}$$

Si en toda Europa hubiera generación eólica y fotovoltaica de 1.500 TWh/año y la tasa de restricción fuera del 2%, por ejemplo, 30 TWh/año, ésta costaría 60.000 M€, lo que puede compararse con los costes de expansión de la red en el Escenario de la [R]evolución Energética 2030.

Los costes de la restricción para los diferentes escenarios se encuentran en la Sección "Comparación entre Escenarios".

1.8.3 expansión de la red de líneas de transporte en longitud

En los resultados se presentan las extensiones de la red en

- MVA (por ejemplo, la suma de la extensión de la potencia en MVA para cada línea)
- MVAkm (por ejemplo, la extensión de la potencia en MVA multiplicada por la longitud en km de cada línea)
- Longitud en km (por ejemplo, la longitud de la línea afectada)
- Longitud de la Línea de Transporte en km (por ejemplo, la longitud de las nuevas líneas de transporte que se podrían necesitar construir, asumiendo 3.000 MVA por línea de transporte de HVAC (correspondiente a dos circuitos de AC) y 6.000 MW por línea de transporte de HVDC (correspondiente a la práctica de construcción en China).

Por ejemplo, si de cada 4.500 MVA (correspondiente a tres circuitos) se construyen 1.000 km de línea de AC, esto es 4.500.000 MVAkm. Afecta a la longitud de 1.000 km y se corresponde con 2.000 km de líneas de transporte (una línea de transporte de dos circuitos con 3.000 MVA de potencia y una sola línea de transporte con 1.500 MVA de potencia).

La medición de la Longitud de la Línea de Transporte funciona en beneficio de la DC, ya desde un solo grupo de mástiles se puede transportar más energía (hasta 6.000 MW) comparado con la AC (3.000 MVA para dos circuitos; algunas líneas de transporte AC para cuatro circuitos, por ejemplo, 6.000 MVA ocurren, pero raramente).

1.8.4 ahorro en coste de combustible y en el precio del CO₂

El ahorro en coste de combustible se calcula sobre la base de la eficiencia de una central de energía y los supuestos en cuanto a costes de combustible gas, carbón de hulla y de lignito para 2020 y 2030 del informe *[R]evolución Energética para la UE-27* publicado en diciembre de 2012. De acuerdo con dichos

supuestos, los costes del combustible para el año 2030 son de 21,6 €/el MWh de gas, 8,3 €/el MWh de carbón de hulla y 2,10 €/por MWh de lignito. El precio del CO₂ bajo el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (ETS) ha estado sujeto a cambios rápidos y relevantes; por lo tanto, se ha calculado una horquilla desde los 5 €/por tonelada (precio en febrero de 2014), 20 € (precio durante la primera mitad de 2008) y hasta 40 € (Proyección de Mantzos, Papandreou y Tasios, 2008). Ambos, los ahorros en coste de combustible y en el precio de las emisiones, se utilizan junto a la restricción y a los costes de expansión de la red para calcular los costes del sistema para escenarios específicos de generación de energía.

1.8.5 escenarios del sector eléctrico para la UE-27

Como se ha comentado anteriormente, los escenarios energéticos utilizados en este análisis se tomaron del informe *[R]evolución Energética* de Greenpeace¹⁴, y se ajustaron para incluir a Croacia, que no era miembro de la UE cuando se publicó el informe en 2012. La [R]evolución Energética 2012 facilita una vía consistente y fundamental para proteger el clima a través de inversiones en energía renovable. El desarrollo del mercado del suministro de electricidad bajo el escenario de la [R]evolución Energética se caracteriza por un mercado de la energía renovable en dinámico crecimiento. Esto compensará el apagado de la energía nuclear y reducirá el número de centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, lo que es necesario para la estabilización de la red.

Para 2050, el 96% de la energía producida en UE-27 procederá de fuentes de energía renovable. Las "nuevas" renovables (en particular la eólica, la solar térmica y fotovoltaica) contribuirán con un 75% de la generación de electricidad. El escenario de la *[R]evolución Energética* proyecta un desarrollo inmediato del mercado con unas altas tasas de crecimiento anual y alcanzando ya un 44% de cuota para 2020 y un 67% para 2030. La capacidad instalada de renovables alcanzará los 989 GW en 2030 y los 1.480 GW para 2050.

El Gráfico 1.11 (derecha) muestra la evolución comparativa de las diferentes tecnologías renovables en la UE-27 a lo largo del tiempo. Hasta 2020 la hidráulica y la eólica seguirán siendo los principales contribuyentes a la creciente cuota de mercado.

Después del 2020, el continuo crecimiento de la energía eólica será complementado con la electricidad procedente de la energía de la biomasa, fotovoltaica y ESTC. El escenario de la *[R]evolución Energética* conducirá a un 40% de cuota de fuentes fluctuantes de generación de energía (fotovoltaica, eólica, eólica marina) para 2030. Por lo tanto, se necesita expandir las redes inteligentes, la gestión de la demanda y la capacidad de almacenamiento a partir de una cuota mayor de vehículos eléctricos para una mejor integración de la red y gestión de la generación de energía.

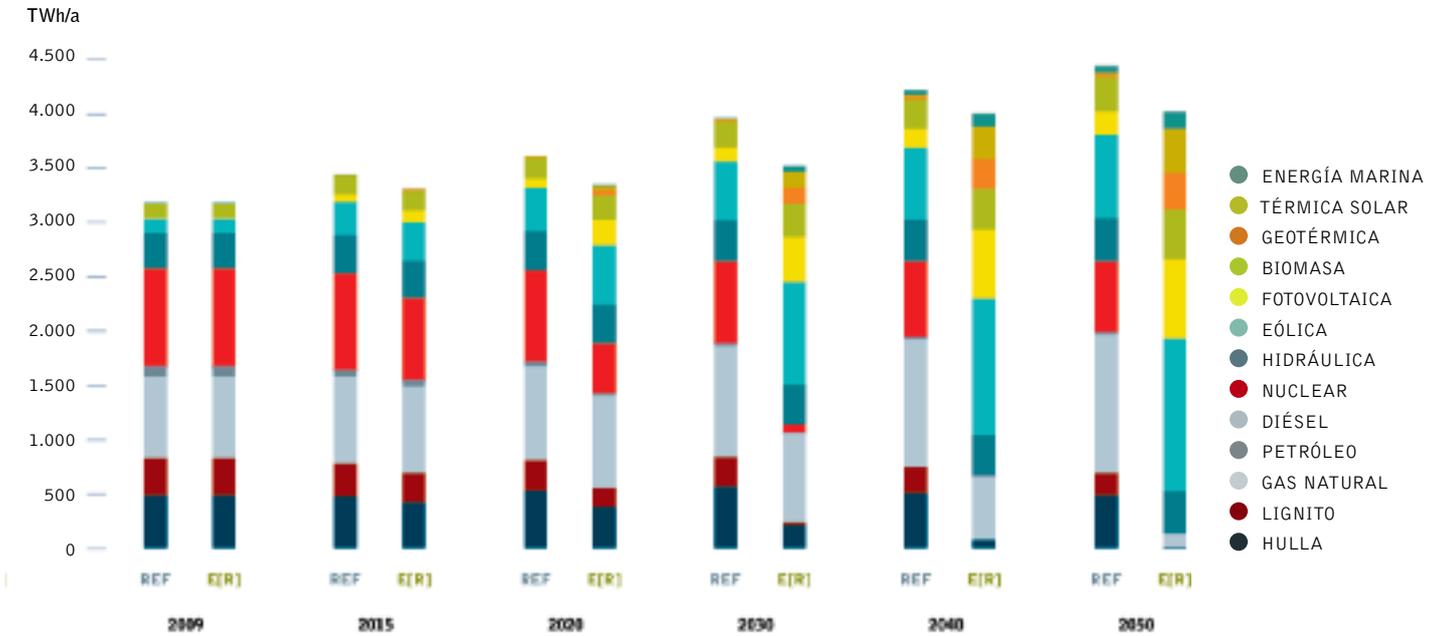
referencias

- 13 http://www.energynautics.com/downloads/competences/energynautics_EUROPEAN-GRID-STUDY-2030-2050.pdf
- 14 www.greenpeace.org/energyrevolution

imagen PLANTA DE COGENERACIÓN (PRODUCCIÓN COMBINADA DE CALOR Y ELECTRICIDAD) AVEDØRE EN HAMMERHOLMEN, HVIDOVRE. LA COGENERACIÓN O CHP (POR SUS SIGLAS EN INGLÉS) ES EL PROCESO DE CAPTURAR Y LUEGO UTILIZAR EL CALOR PRODUCIDO POR LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.



gráfico 1.11: estructura de la generación de electricidad bajo el escenario de referencia y el la [r]evolución energética (INCLUYENDO LA ELECTRICIDAD PARA LA ELECTROMOVILIDAD, BOMBAS DE CALOR Y GENERACIÓN DE HIDRÓGENO)



fuentes ENERGY [R]EVOLUTION, A SUSTAINABLE EU 27 ENERGY OUTLOOK, GREENPEACE INTERNATIONAL, 2012.

Durante la fase de investigación se modificaron las capacidades instaladas en el informe [R]E para la UE-27 publicado en 2012 para ciertos propósitos de este informe, debido a las necesidades de distribución de las capacidades acumuladas en 30 países (EU-27 más Croacia, Suiza y Noruega).

tabla 1.4: capacidad instalada para el caso de referencia, de conflicto y de [r]evolución (EN GW)

EUROPA	REF 2030	CONFLICTO 2030	R[E] 2030
Hulla	113.515	49.106	39.123
Lignito	45.004	18.758	15.119
Gas	282.090	230.163	239.363
Petróleo + Diésel	25.167	7.815	8.732
Nuclear	106.120	75.424	11.668
Total Renovables	619.865	989.714	1.169.515
Eólica Marina	47.566	111.195	144.811
Eólica Terrestre	227.630	292.409	348.797
Fotovoltaica	125.322	302.189	369.878
Geotérmica	2.365	10.852	12.896
Bioenergía	36.399	45.222	49.022
ESTC	11.011	75.188	75.175
Hidráulica	169.572	152.659	168.936
Almacenamiento de hidráulica por bombeo	64.669	64.669	64.669

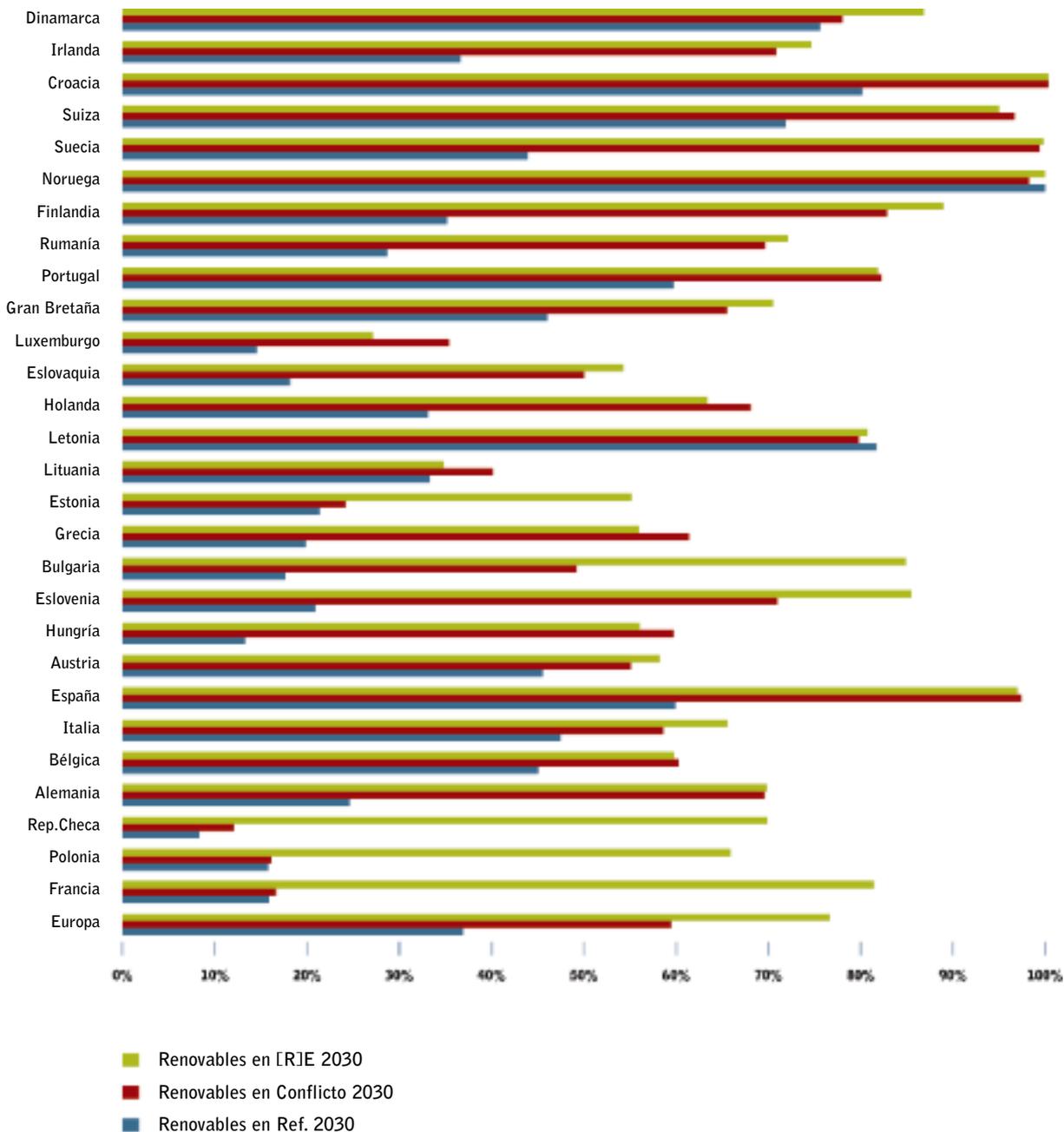
fuentes ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.

El Gráfico 1.12 muestra las cuotas de energía renovable resultantes por país. En algunos pocos casos, la cuota de energía renovable en el caso de Conflicto es ligeramente superior que en el caso [R]E, lo que se debe al hecho de que el proceso de optimización tuvo lugar para el caso de la [R]E, pero no para el caso de Conflicto. Tener altas tasas de importación de energía es bastante normal, especialmente en países pequeños como Luxemburgo, por lo que una parte de la futura generación de ER también será importada. Una optimización regional

–independiente de las fronteras nacionales– tiene como resultado, en algunos casos, una mayor cuota de importación de ER para evitar una alta restricción y/o alto almacenamiento o la expansión de la línea de transporte.

Con base en la metodología y los supuestos documentados en el primer capítulo, se han calculado tres escenarios con algunas variaciones.

gráfico 1.12: cuotas de energía renovable por país y el escenario en 2030



fFuente ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWEIRJ 2030.



imagen IMAGEN DE INSTALACIÓN SOLAR/FOTOVOLTAICA EN EL CAMPUS EUREF DE UT (UNIVERSIDAD TÉCNICA) EN BERLÍN, ALEMANIA. EL CONCEPTO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA SE BASA EN LA IDEA FUNDAMENTAL DE QUE LA GENERACIÓN Y EL CONSUMO DE ENERGÍA SEA, EN LA MEDIDA DE LO POSIBLE, LO MÁS CERCAÑO A UN CO₂ NEUTRO.

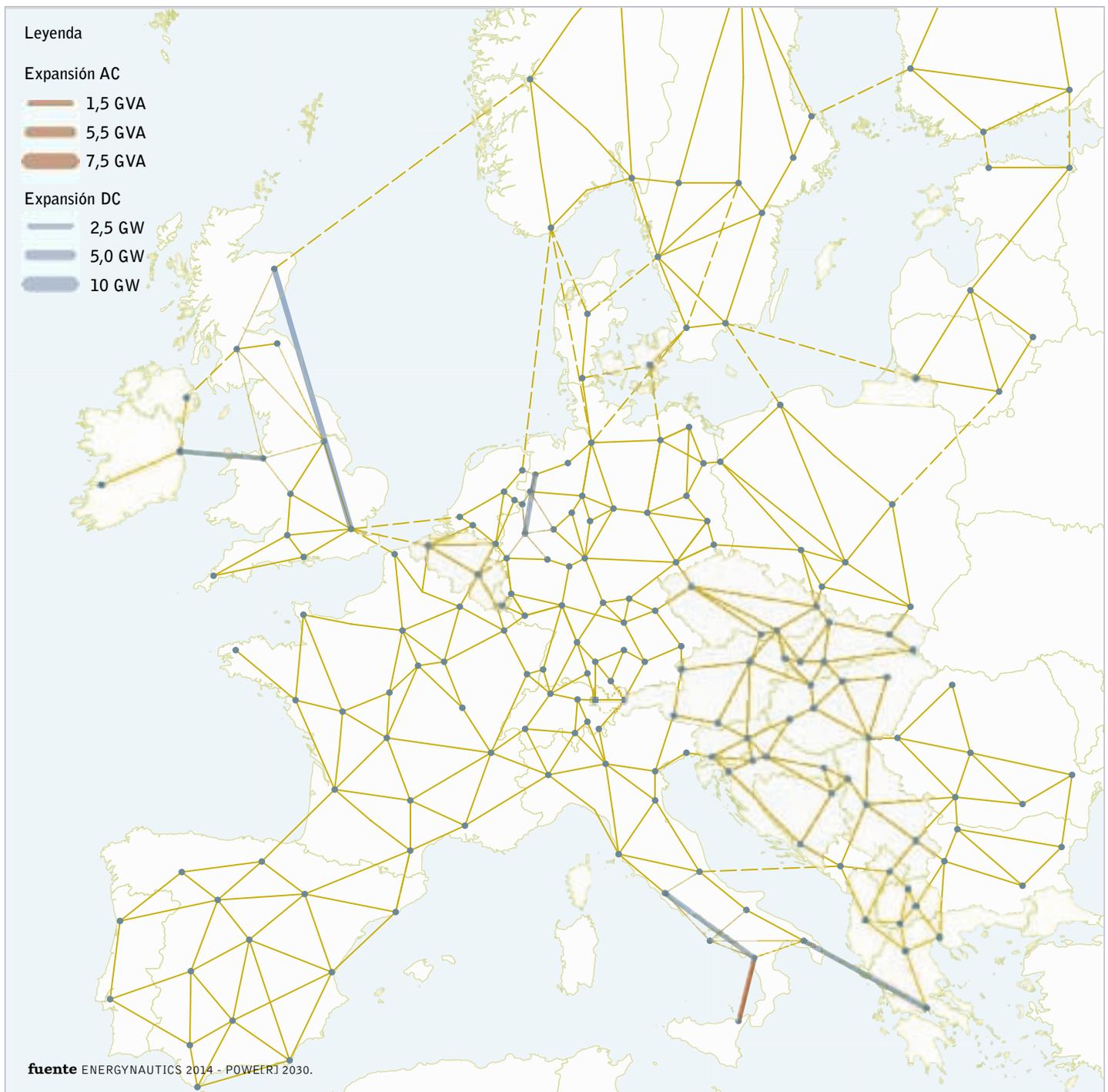
Como ya se ha indicado, este informe se centra en cómo tiene que adaptarse el sistema eléctrico (redes, mix de producción, almacenamiento y gestión de la demanda) para integrar altos niveles de producción de energía renovable con objetivos específicos para 2020 y 2030, al tiempo que se mantiene un alto nivel de seguridad en el suministro 24/7. Para modelizar este proceso de optimización se han calculado dos escenarios –un caso de referencia y un caso de conflicto– que muestran el

impacto de no cambiar las políticas de red si diferentes Estados miembros de la UE toman caminos energéticos diferentes.

2.1 escenario de referencia

Este es un escenario "tendencial" y se refiere a la capacidad de todos los países donde el carbón y la nuclear tienen prioridad en el orden de mérito. El carbón y la nuclear se distribuyen inflexiblemente de acuerdo a su carga residual, con un 20% de

gráfico 2.1: el mapa visualiza el escenario de referencia en 2020





banda de flexibilidad. Se estableció una expansión de la red para reducir la restricción de las renovables (las expansiones de la red las determina un ensayo simulado inicial en el cual la eólica y la fotovoltaica pueden limitarse hasta el 60% de su potencia nominal si es necesario y las gestionables son totalmente flexibles). Se asumió que las baterías fotovoltaicas estarían en un 10% de todos los sistemas fotovoltaicos para 2030 y no se

asumen planes de desarrollo de la red a 10 años; la expansión fue determinada a partir de la red actual.

Mapa de extensiones para 2020: extensiones notables, siendo una pequeña HVDC Escocia-Londres y una pequeña HVDC Mar del Norte-Ruhr en Alemania. Se potenció la HVDC entre Irlanda, Inglaterra y Francia para reducir la restricción en Irlanda, que, al ser una isla, solo puede exportar vía HVDC.

gráfico 2.2: el mapa visualiza el escenario de referencia en 2030



2.2 sistemas energéticos inflexibles: el caso de referencia

Las centrales eléctricas nucleares, de carbón (hulla y lignito) solo pueden moverse dentro de un rango del 20% (marcado como una banda rosa) debido a la inflexibilidad, y no pueden reducir su producción cuando la carga se hunde más, así que en su lugar se tienen que restringir el viento y la fotovoltaica (la zona verde representa la energía restringida). En el caso de referencia en 2030, el carbón aún cubre la mayor parte de la demanda en Europa, mientras que las centrales eólicas y solares tienen que reducir su producción en gran medida, ya que el sistema entero es inflexible. Las altas cuotas de capacidad de generación inflexible tienen un efecto negativo directo sobre la expansión de las energías renovables, lo que lleva a "conflictos en el sistema".

2.3 resultados del escenario de referencia

- Muy poca expansión (solo 23 GVA en total para 2030, con un coste de 8.000 M€).
- Los países con carbón y nuclear inflexibles exportan mucho, con buenos factores de carga.
- Los generadores a base de gas tienen factores de carga pobres (de media un 17% para Europa para 2030) porque se prioriza la nuclear y el carbón y por su alta capacidad.
- La cobertura de renovables es baja (el 37% de la carga para 2030).
- La restricción en toda Europa es alta (6,2%) por la inflexibilidad nuclear y del carbón.
- La restricción es especialmente alta en Alemania (9,8%) ya que el carbón inflexible compite con la generación eólica y la solar y causa grandes pérdidas económicas para ellas.

El caso de Referencia, con su alta cuota de generación inflexible a base de carbón y nuclear, fuerza a salir del mercado a las centrales de gas y mantiene la generación flexible y renovable en una penetración de mercado baja. Es económicamente imposible que haya un crecimiento dinámico del mercado para la generación de electricidad renovable y flexible mientras haya en operación un parque de centrales de carga base. El mercado de la energía se encierra en un sistema inflexible que no permite cambios estructurales o que fuerza una mayor expansión neta para evitar conflictos en el sistema.

tabla 2.1: Cobertura de carga y factores de carga por tecnología/importaciones en 2030 bajo el caso de referencia

(% DE COBERTURA DE LA CARGA)

	IMPORTACIONES	FLEXIBLE GESTIONABLE	FLEXIBLE GESTIONABLE	RENOVABLE	NO RENOVABLE	FACTOR DE CARGA DEL GAS	RESTRICCIÓN DE VIABLES
Europa	0,0	51,3	24,8	36,9	63,1	16,6	6,2
Francia	-15,6	95,5	6,3	18,4	97,2	9,5	0,7
Polonia	-14,1	94,9	2,2	18,0	96,1	3,7	4,3
República Checa	-9,7	100,1	3,1	9,1	100,5	4,1	0,5
Alemania	-6,1	73,1	9,4	26,1	80,0	8,8	9,8
Bélgica	38,4	0,0	42,9	27,8	33,8	46,9	0,0
Italia	9,9	22,9	43,9	42,8	47,3	20,5	1,3
España	3,3	13,4	41,6	57,9	38,8	24,9	2,2

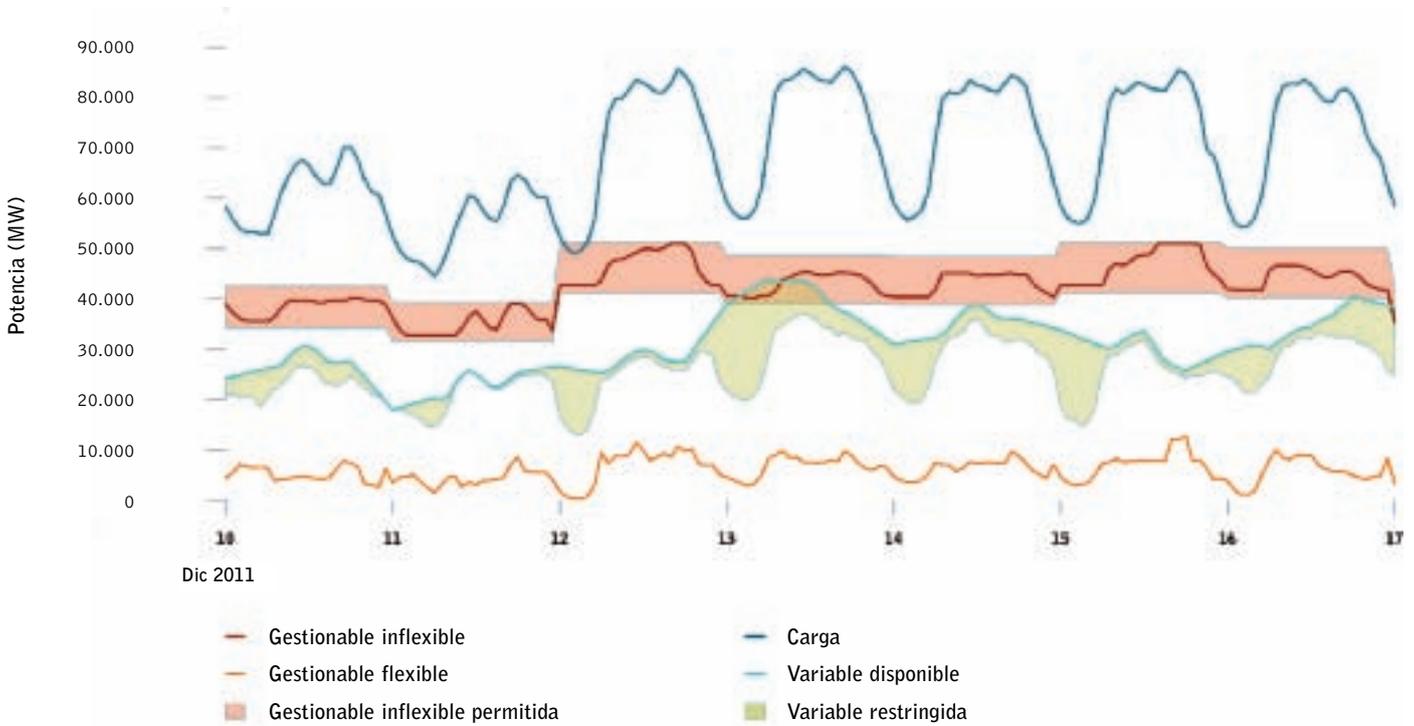
fuentes ENERGINAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.

imagen LA DEHESA, DE 50 MW DE POTENCIA ELÉCTRICA Y TECNOLOGÍA DE CANALES PARABÓLICOS, TIENE UNA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 7,5 HORAS. SE COMPLETÓ EN FEBRERO DE 2011, EN GAROVILLA Y ES PROPIEDAD DE SAMCA RENOVABLES. CON UNA PRODUCCIÓN ANUAL DE 160 MILLONES DE KWH, LA DEHESA SERÁ CAPAZ DE CUBRIR LAS NECESIDADES DE ELECTRICIDAD DE MÁS DE 45.000 HOGARES, EVITANDO LAS EMISIONES DE 160.000 TONELADAS DE GEI.



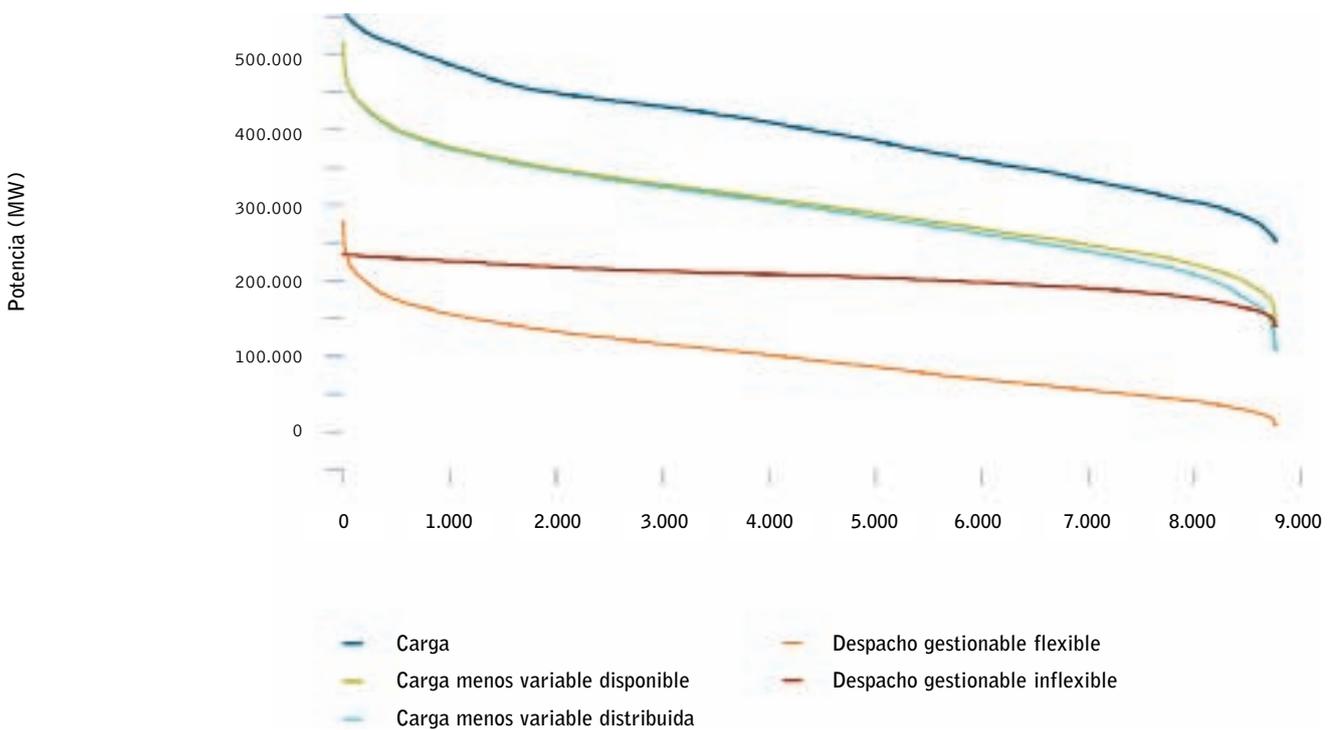
© REDONDO/REINPEACE

gráfico 2.3: en alemania, en un diciembre ventoso, se puede ver el efecto de las gestionables inflexibles sobre la restricción de las renovables.



fuentes ENERGINAUTICS 2014 - POWER1 2030.

gráfico 2.4: duración de las curvas de carga (residual) en europa - escenario de referencia



fuentes ENERGINAUTICS 2014 - POWER1 2030.

2.4 escenario de conflicto

El escenario de Conflicto ilustra lo que ocurre si las centrales eléctricas inflexibles de carbón y nucleares se mantienen en el sistema, mientras que las capacidades flexibles del viento y el sol se incorporan en toda Europa salvo en Francia, Polonia y la República Checa, que continuarían business as usual, manteniendo y extendiendo parques de centrales menos flexibles de carbón y nucleares. El resto de Europa, sin embargo, implementaría altos niveles de renovables sumados a la generación gestionable y flexible.

El carbón y la nuclear tendrían prioridad en el orden de mérito, con una distribución inflexible de acuerdo con la carga residual, con un 20% de banda de flexibilidad. La expansión de la red se determinaría con el fin de reducir la restricción de las renovables (las expansiones de la red se determinan con un ensayo simulado inicial en el que la eólica y la fotovoltaica podrían restringirse hasta el 60% de su potencia nominal si es necesario y las gestionables son totalmente flexibles). Se asumió que las baterías fotovoltaicas estarían en un 10% de todos los sistemas fotovoltaicos para 2030 y no se asumen planes de desarrollo de la red a 10 años; la expansión fue determinada a partir de la red actual.

gráfico 2.5: países del caso de [r]evolución energética versus países del caso de referencia

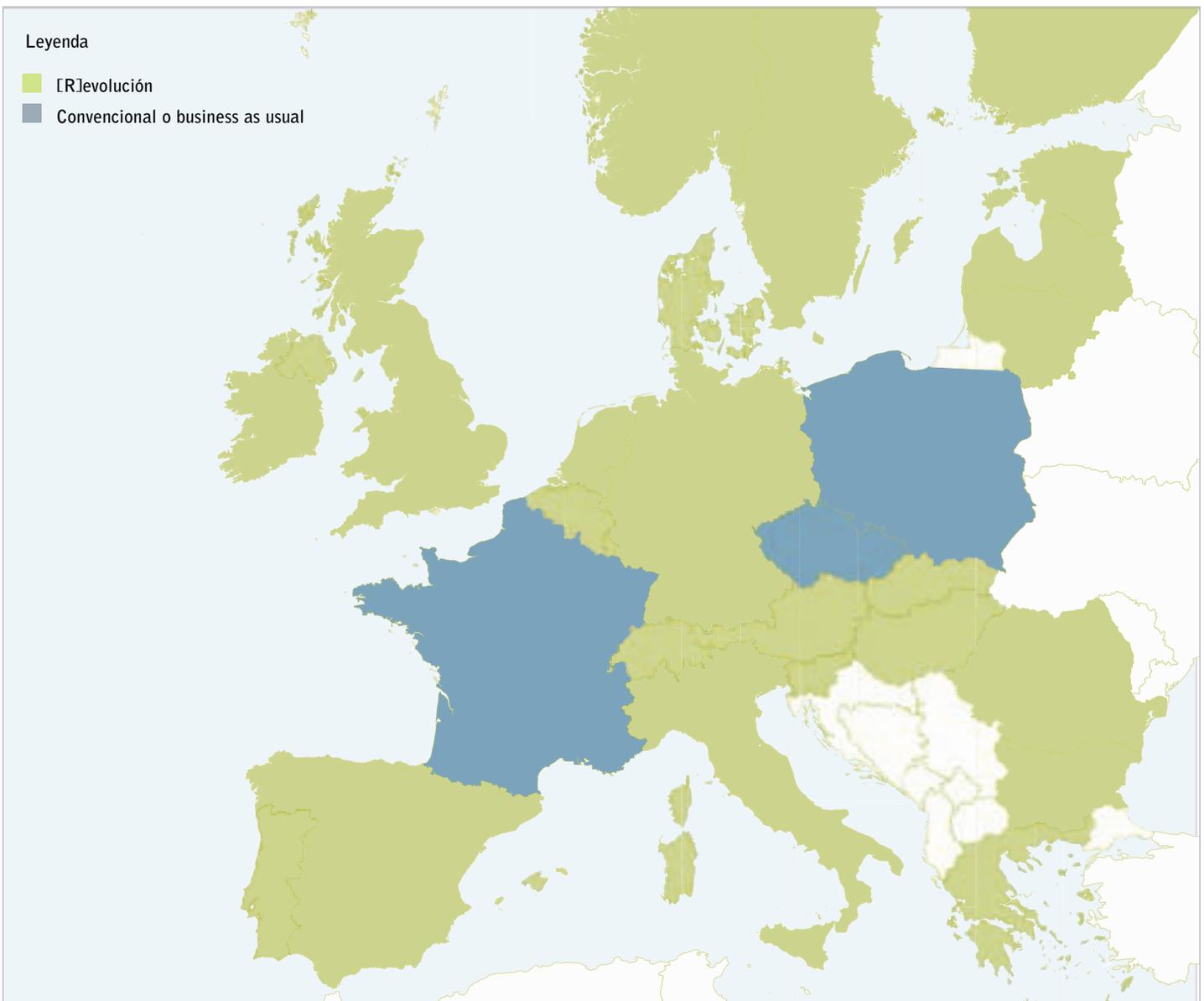


imagen TORRE DE ELECTRICIDAD EN LA CENTRAL DE DRAX, UNA GRAN PLANTA TÉRMICA DE CARBÓN EN YORKSHIRE DEL NORTE. SU CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE 3.960 MEGAVATIOS ES LA MÁS ALTA ENTRE LAS CENTRALES DE ENERGÍA EN EL REINO UNIDO Y EUROPA. DEBIDO A SU GRAN TAMAÑO, TAMBIÉN ES EL MAYOR EMISOR DE DIÓXIDO DE CARBONO DEL REINO UNIDO.



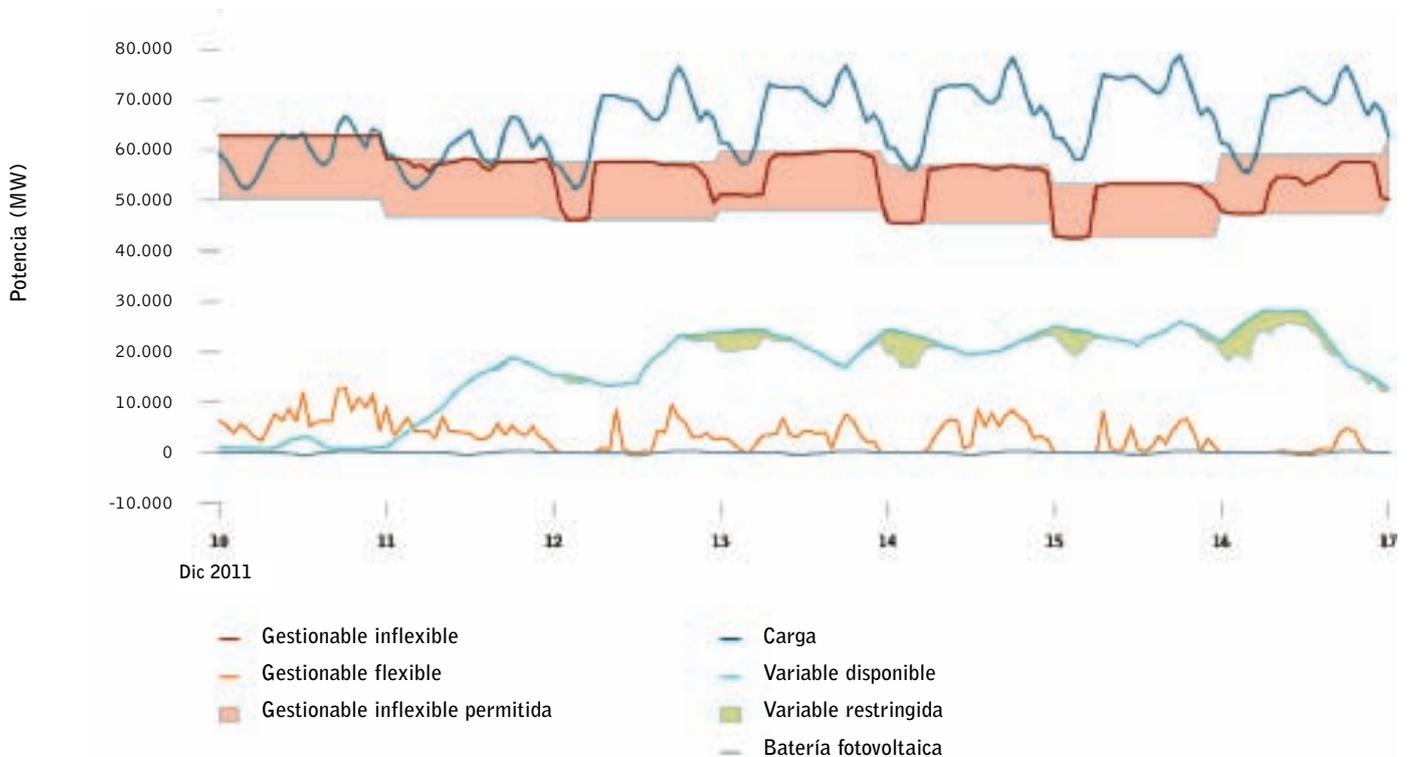
© MORGAN/GREENPEACE

2.5 la generación inflexible de energía y los efectos transfronterizos

Un mercado de la energía europeo integrado que desarrolle en paralelo dos conceptos muy diferentes de suministro de energía –un sistema de energía renovable flexible y otro inflexible basado en el carbón y la nuclear–, tendrá problemas notables, sobre todo a lo largo de las fronteras que tengan una producción alta de energía renovable y una alta penetración de carbón/gas. Un ejemplo de los efectos de la inflexibilidad versus la restricción de la renovable flexible puede verse en el siguiente gráfico, que muestra la situación en Francia en diciembre.

Debido a la inflexibilidad del carbón y la nuclear, la distribución de las gestionables "inflexibles" (en rojo) solo se puede distribuir dentro de la banda permitida de flexibilidad (en rosa). El límite superior lo marca la demanda máxima diaria residual; el inferior está un 20% por debajo. Como resultado, durante la noche, cuando la demanda (en negro) cae, las "inflexibles" gestionables no pueden reducir su generación (tocan el límite de la banda), así que son las renovables las que tienen que ser restringidas (el área verde corresponde a la restricción).

gráfico 2.6: la distribución en francia en invierno muestra el conflicto entre la eólica y las "inflexibles" durante las horas de poca demanda



fuentes ENERGYNAUTICS 2014 - POWEIRI 2030.

Un ejemplo de conflicto transfronterizo del sistema puede apreciarse en el gráfico 2.7, que refleja a Francia y Alemania juntas durante el verano. Existe restricción de un fuerte pico de fotovoltaica en Alemania (área amarilla), que no tendría lugar si las inflexibles gestionables en Francia (línea roja) pudieran reducirse más.

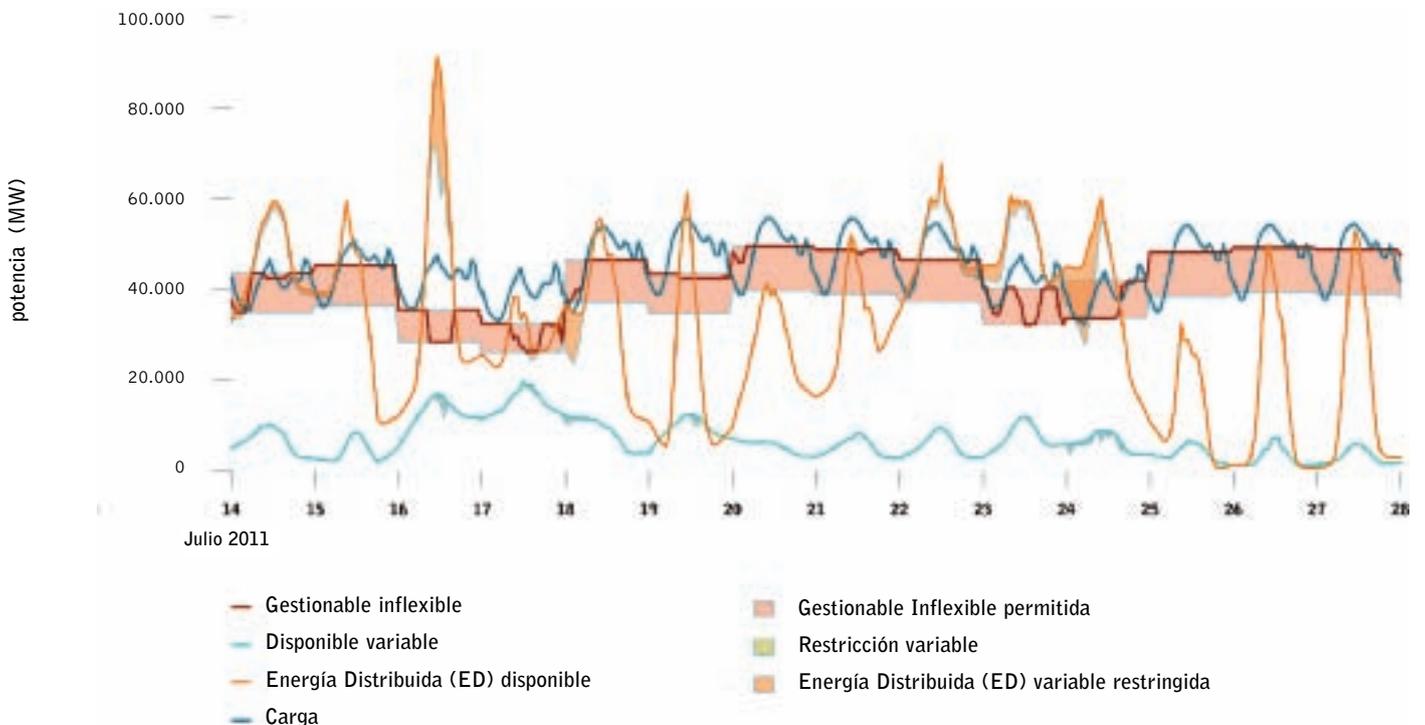
Para enfatizar la interrelación entre flexibilidad y restricción a las renovables, se exploraron diversas variaciones en las que se ha modificado el rango de flexibilidad de las "inflexibles" gestionables:

- Las inflexibles gestionables funcionan plenamente a un 90% de su potencia nominal durante todo el año (el 90% refleja el tiempo de inactividad para mantenimiento y abastecimiento de combustible)
- Simulaciones del modelo con una banda de flexibilidad basada en la carga máxima diaria residual del país, pero con diferente amplitud de banda: 0% (distribución fija durante la máxima demanda residual); 20% (elección final del Escenario de Conflicto); 50% y 100% (que corresponden a una flexibilidad total).

2.6 la generación flexible de energía reduce la restricción de las renovables

La restricción puede reducirse del 9,5% al 2,9% mediante el aumento de la flexibilidad. Si se comparan los costes de la restricción durante 40 años con un coste de 50 €/MWh, es posible observar que la inflexibilidad está asociada a costes adicionales para los operadores de sistemas eléctricos renovables. Incluso con un 20% de flexibilidad, compensar la restricción cuesta 47.500 M€ más en un periodo de 40 años, que si las gestionables "inflexibles" fueran totalmente flexibles.

gráfico 2.7: la generación en francia trazada con las variables en alemania muestran un conflicto en el sistema: la generación inflexibles en francia provoca restricción en alemania

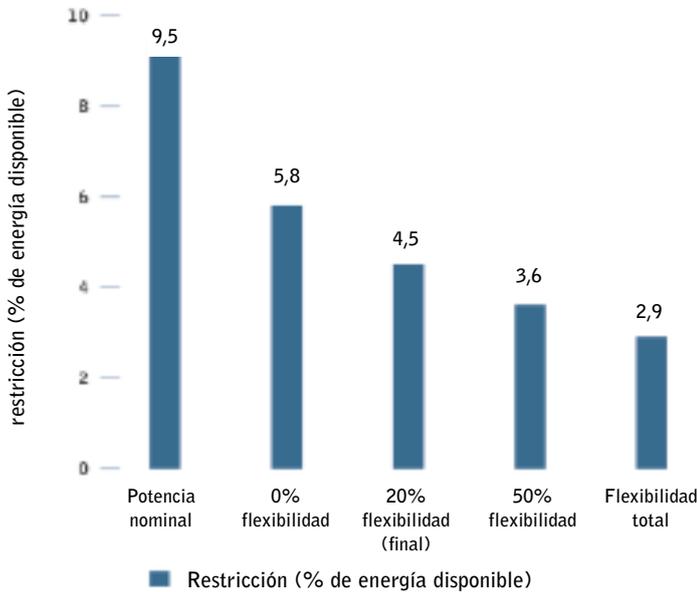


fuentes ENERGNAUTICS 2014 - POWERJ 2030.

imagen EL PERSONAL DE GREENPEACE SUIZA COLOCA CÉLULAS FOTOVOLTAICAS EN EL TECHO DE UN EDIFICIO INDUSTRIAL EN WOHLLEN. CONECTADA A LA RED DESDE OCTUBRE DE 2012, ESTA ES LA PLANTA FOTOVOLTAICA MÁS GRANDE DE LA PARTE GERMANO PARLANTE DE SUIZA.



gráfico 2.8: resultado de la restricción en %



fuelle ENERGINAUTICS 2014 - POWEIRJ 2030.

2.7 resultado del escenario de conflicto

- La inflexibilidad del carbón y la nuclear en Francia, Polonia y la República Checa provoca una restricción adicional de la eólica y la fotovoltaica y, por lo tanto, un perjuicio económico en Alemania.
- Existe un conflicto entre la generación inflexible convencional y las renovables:
 - O bien se tienen que restringir las renovables para acomodarlas a las centrales inflexibles
 - O bien las centrales nucleares y de carbón tienen que flexibilizarse, con el riesgo de factores de carga más bajos
- Cuanto más flexible sea la generación convencional, menos restricción hay.

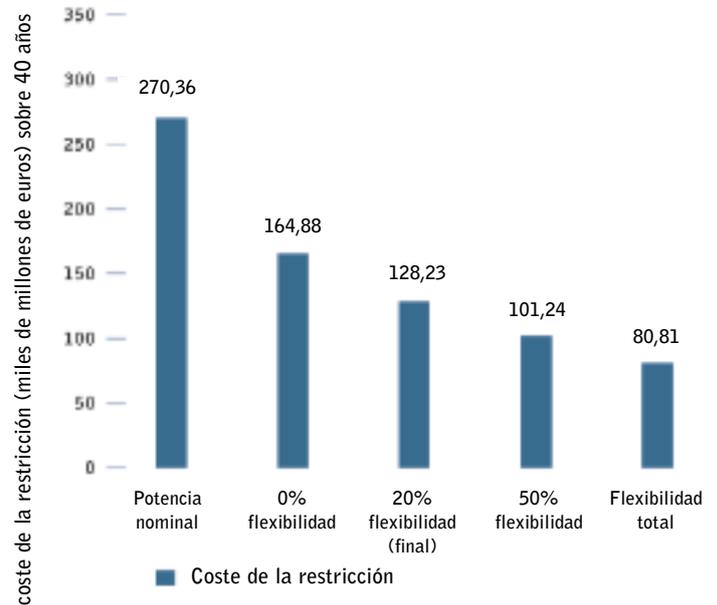
tabla 2.2: cobertura de carga y factores de carga por tecnología/importaciones en 2030 bajo el caso de conflicto

((% DE COBERTURA DE CARGA))

PAÍS	IMPORTACIONES	DISTRIBUCIÓN DE VARIABLE	INFLEXIBLE GESTIONABLE	FLEXIBLE GESTIONABLE	RENOVABLE	NO RENOVABLE	FACTOR DE CARGA DEL GAS	RESTRICCIÓN DE VARIABLE
Europa	0,0	42,6	29,3	28,3	59,4	40,6	17,9	4,5
Francia	-15,2	13,7	94,5	7,1	19,1	96,0	8,8	1,9
Polonia	-19,4	17,3	96,7	5,5	19,3	100,1	10,0	3,1
República Checa	-20,4	6,3	101,8	12,4	14,5	105,9	32,6	4,8
Alemania	10,9	52,0	11,0	26,4	62,0	27,1	24,7	3,8
Bélgica	27,7	35,4	0,0	37,0	43,5	28,7	34,8	0,5
Italia	8,8	32,1	23,4	35,9	53,4	37,8	16,1	2,3
España	1,3	69,9	0,0	29,1	96,1	2,5	5,4	3,5

fuelle ENERGINAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWEIRJ 2030.

gráfico 2.9: resultado de la restricción en 40 años



fuelle ENERGINAUTICS 2014 - POWEIRJ 2030.

- El conflicto toma una dimensión internacional si distintos países persiguen políticas diferentes ("business as usual" versus revolución renovable)
- Las gestionables flexibles quedan exprimidas entre las gestionables "inflexibles" y las renovables, sufriendo bajos factores de carga
- La extensión de la red tiene un papel importante en la reducción de la restricción de las renovables; en este Escenario de Conflicto, el efecto es independiente del tema de la inflexibilidad
- La expansión de la red es menor que en el Escenario de la [R]evolución Energética (54 TVAkM frente a 74 TVAkM, sobre todo en Francia).

El escenario de Conflicto muestra que los países dirigidos por la inflexibilidad del carbón y la nuclear causan daños económicos debido a la mayor restricción para los países vecinos que cuentan con una alta cuota de renovables. Sin embargo, Alemania aún puede avanzar más hacia un suministro de energía totalmente renovable en el futuro, incluso si los países vecinos siguen encerrados en sistemas inflexibles de nuclear y carbón, pero esta situación exigirá más inversiones en requerimientos de expansión de la red y en capacidad de almacenamiento.

2.8 escenario de la [r]evolución energética

Frente a los casos de Referencia y de Conflicto, el escenario de la [R]evolución Energética tiene un alto nivel de capacidad procedente de energía renovable. Las tecnologías de generación gestionable y flexible, como el gas ("flexible"), se priorizan sobre la generación cara e inflexible (asumiendo los costes del CO2), como el carbón y la nuclear ("inflexible") en el orden de mérito. Se asume que todos los generadores gestionables han sido actualizados para ser flexibles.

Además, como en los otros escenarios, las renovables variables (viento y fotovoltaica) pueden ser restringidas hasta en un 60% de su potencia nominal en momentos de alta producción y de cuellos de botella en la red, pero solo si es estrictamente necesario. Se asume que todas las gestionables están disponibles solo el 90% del tiempo, debido al mantenimiento; sin embargo, todos los factores de carga/capacidad se citan como porcentajes del total de potencia nominal.

Se probaron distintas variaciones del "Escenario de la [R]evolución Energética" para 2030 antes de elegir la configuración final del modelo, como se muestra en la Tabla 2.3.

El caso de la [R]evolución Energética contiene la combinación de tecnologías de rentabilidad ideal:

- Las baterías fotovoltaicas se agregan hasta en un 10% a los sistemas fotovoltaicos para 2030 y operan en un "modo orientado al auto-consumo", lo que reduce los marcados picos de alimentación de la fotovoltaica y, por lo tanto, reduce la expansión de la red.
- Las simulaciones del modelo se llevaron a cabo sin las extensiones de red del TYNDP ya construidas, ya que se vio que esto reducía notablemente la expansión de la red total y, en menor medida, los costes.
- Se incluyó una superred HVDC superpuesta para facilitar el transporte de energía a largas distancias. Se optimizaron la topología y las dimensiones de esta red superpuesta para reducir los costes totales.
- En contraste al escenario "Hoy + Superpuesta + Fotovoltaica", la variación "Más HVDC" se ejecutó en un marco que promueve las expansiones HVDC sobre las HVAC, ya que se descubrió que esto reducía las expansiones totales de la red y reducía los costes totales del sistema, porque su resultado era una menor restricción de las renovables variables.
- En la versión final, se aumentaron las capacidades de la fotovoltaica y la eólica en Bélgica y la República Checa, así como el gas en Bélgica, para incrementar la auto-suficiencia de esos países. Además, las conexiones HVDC a Irlanda forzaron una reducción de las restricciones en ese país.

tabla 2.3: configuración del modelo de la [r]e

ESCENARIO	USO DE BATERÍAS FOTVOLTAICAS	COMIENZO CON EXTENSIONES DEL TYNDP	PERMITE RED SUPERPUESTA HVDC	FOMENTA HVDC SOBRE HVAC	MÁS RENOVABLES EN BÉLGICA Y REP. CHECA
[R]evolución Energética básico		Sí			
Con batería fotovoltaica	Sí	Sí			
Hoy + Superpuesta + Fotovoltaica	Sí		Sí		
Más HVDC	Sí		Sí	Sí	
[R]evolución Energética final	Sí		Sí	Sí	Sí

fUENTE ENERGINAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.



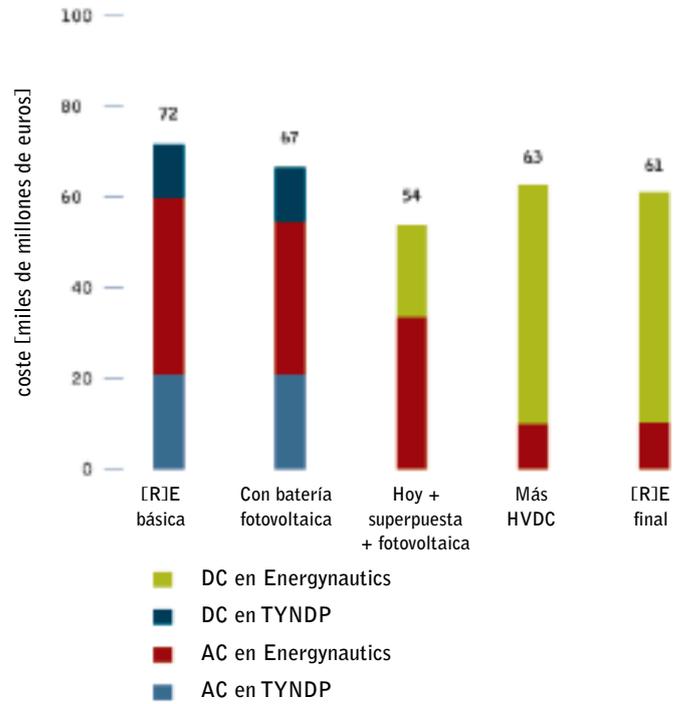
2.9 expansiones de red y costes de todas las variaciones del escenario de la [r]evolución energética 2030

En el Gráfico 2.10, las extensiones se dividen en AC (en rojo y azul) y DC (en verde y negro) y se distingue entre las extensiones esbozadas en el TYNDP (planificadas) y las extensiones determinadas por Energynautics durante la optimización (no planificadas).

Los costes mostrados en el Gráfico 2.11 no tienen en cuenta pérdidas térmicas bajas en DC comparadas con las de AC. También existen costes más bajos de planificación y permisos para la DC, porque la necesidad de longitud de líneas de transporte es menor y los ahorros en costes se deben a la reducción de la restricción.

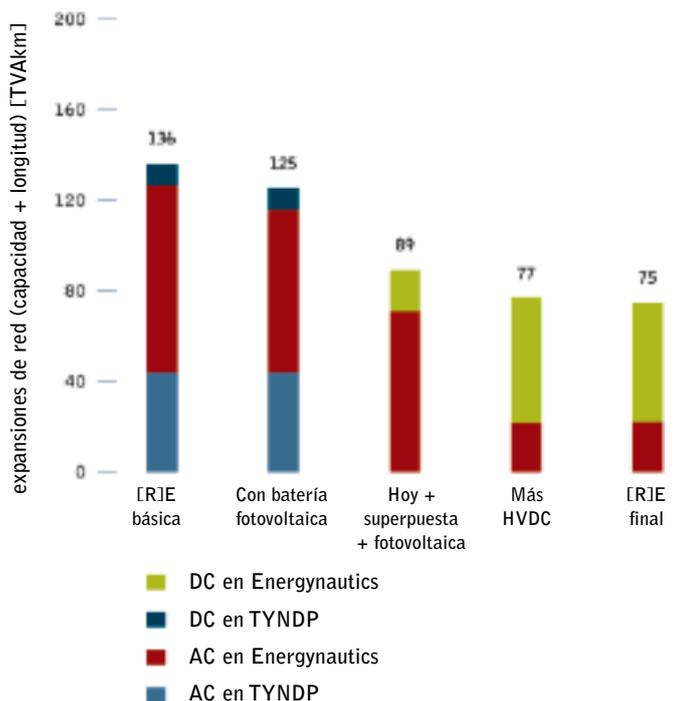
Comparando la longitud de las líneas de transporte necesarias para cada variación, el escenario más eficaz es el de la [R]E. Como las líneas HVDC pueden transportar más energía en una línea de transporte dada, se ha elegido la HVDC como la mejor opción.

gráfico 2.11: el coste de las extensiones de la red



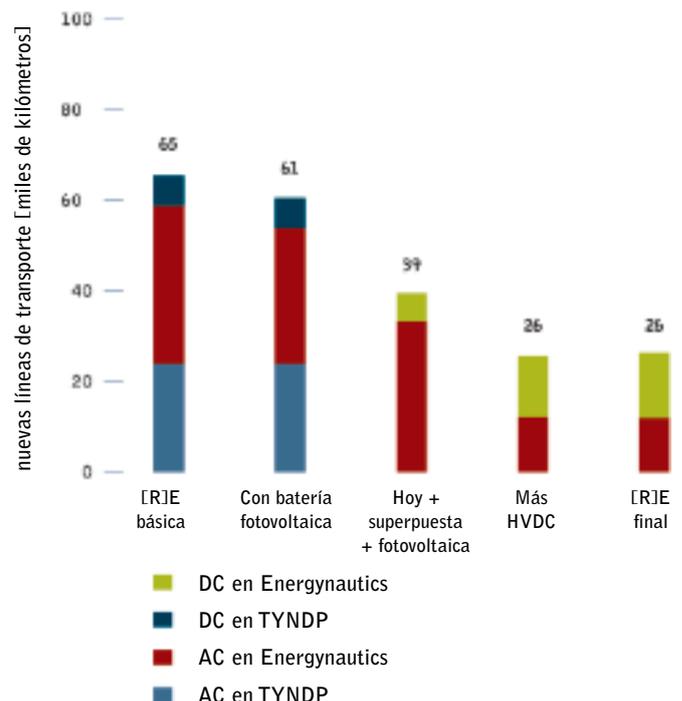
fuelle ENERGYNAUTICS 2014 - POWEIRJ 2030.

gráfico 2.10: expansiones de red y costes de todas las variaciones del escenario de la [r]evolución energética 2030



fuelle ENERGYNAUTICS 2014 - POWEIRJ 2030.

gráfico 2.12: división de las nuevas líneas de transporte



fuelle ENERGYNAUTICS 2014 - POWEIRJ 2030.

2.10 análisis pormenorizado del escenario de la [r]evolución energética 2030

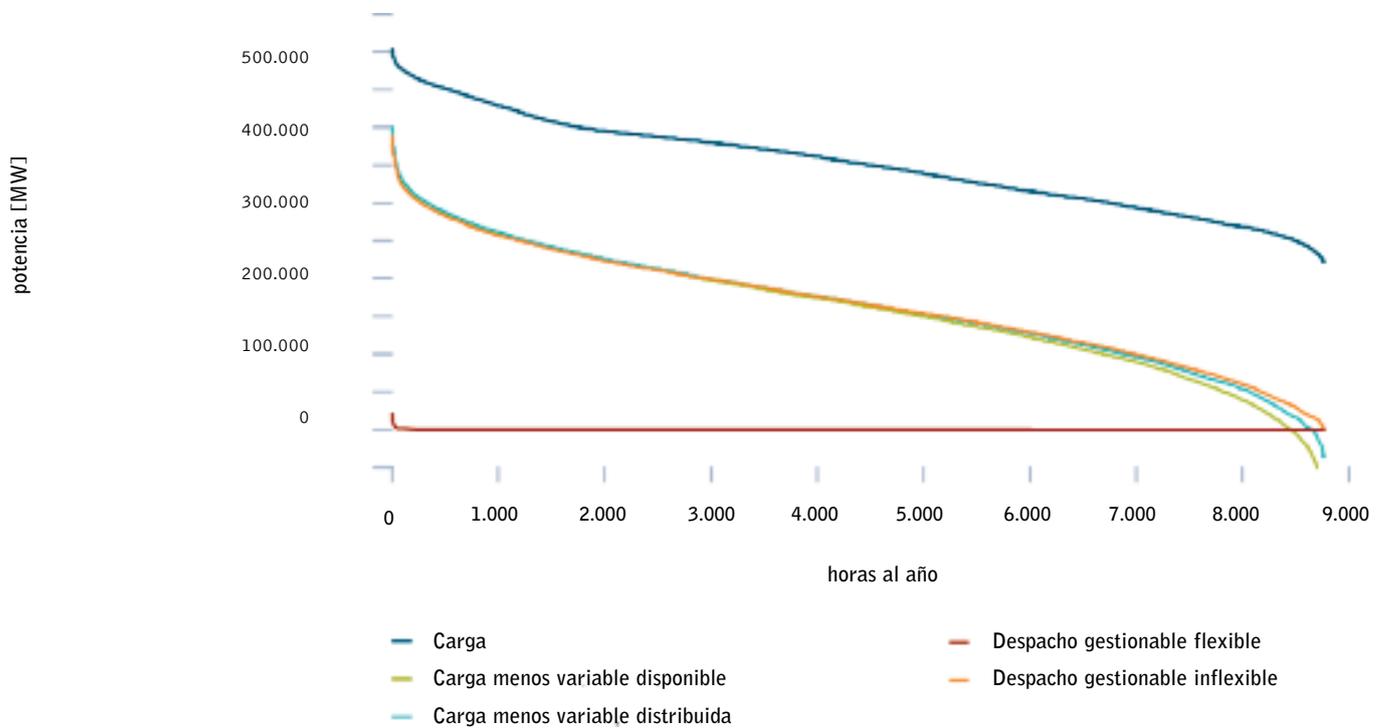
Bajo el escenario de la [R]E, Europa en su conjunto cubre un 53% de su carga con eólica y fotovoltaica. La carga total de cobertura de las renovables se incrementa hasta el 77% para 2030 en toda Europa, incluyendo energía hidráulica, biomasa, geotérmica y ESTC (que son las "renovables gestionables"). En comparación con los casos de Referencia y de Conflicto, Francia y Polonia también cubren una buena parte de su carga con energías renovables variables bajo este escenario. Los saldos globales de importación/exportación durante el año son más que incluso en los escenarios de Referencia o de Conflicto; Alemania también importa mucho menos que en el Escenario de Conflicto.

El suministro de energía renovable en todos los países de Europa aumenta con unas tasas de alto crecimiento e incluso países como Francia y Polonia, que actualmente dependen en más de un 70% del carbón y la nuclear, alcanzan cuotas de renovables superiores al 50% para 2030. Francia, la República Checa, Polonia y España siguen exportando electricidad. España

alcanzará un suministro de energía plenamente renovable con una necesidad menor de respaldo de centrales de gas, mientras algunas centrales gasísticas en Francia y la República Checa operarán con altos factores de capacidad en 2030. La restricción de las centrales eólicas y solares se mantiene en el mínimo.

El gráfico muestra la medida en que las inflexibles gestionables están siendo expulsadas mientras que las "flexibles" gestionables son casi idénticas con la carga residual. Así pues, en el escenario de la [R]evolución Energética ya no hay lugar para ninguna central de carga base para 2030.

gráfico 2.13: duración de las curvas de carga (residual) en europa - escenario [R]E



fuentes ENERGINAUTICS 2014 - POWER[] 2030.

imagen PROTOTIPO DE MÁQUINA DE OLAS DESARROLLADO POR DONG ENERGY A /S Y WAVESTAR A /S. COMBINANDO LA ENERGÍA EÓLICA Y LA ENERGÍA DE LAS OLAS.



Resultados:

- Las baterías fotovoltaicas (con una potencia nominal del 10% de la capacidad fotovoltaica instalada) han reducido las extensiones de la red en alrededor del 10%, al taponar los picos fotovoltaicos.
- Si se parte de la red actual, en vez de la del TYNDP, y se utiliza una red optimizada superpuesta HVDC, las extensiones totales de la red pueden reducirse en otro 40%.
- Al propiciar extensiones HVDC sobre expansiones HVAC, en el escenario de la [R]E, las extensiones totales de red se han reducido en otro 19%.
- El Escenario de la [R]E (centrado en las redes de transporte de corriente directa) necesita menos líneas porque la energía se transporta directamente de una región a otra y hace que la electricidad deje de extenderse en la red vecina ("flujos en bucle"), que causa más estrés en la red AC y exige además una mayor expansión.
- Como efecto colateral de la red superpuesta HVDC, también hay menos restricción, lo que tiene un gran impacto en el precio del sistema total. Las líneas HVDC tienen menos pérdidas térmicas y ninguna necesidad de compensación de energía reactiva a lo largo de la línea.

tabla 2.4: cobertura de carga y factores de carga por tecnología/importaciones en 2030 bajo el caso de la [r]evolución energética (% DE COBERTURA DE CARGA)

	IMPORTACIONES	DISTRIBUCIÓN DE VARIABLE	FLEXIBLE GESTIONABLE	RENOVABLE	NO RENOVABLE	FACTOR DE CARGA DEL GAS	RESTRICCIÓN DE VARIABLE
Europa	0,0	52,9	47,3	76,7	23,3	34,1	2,8
Francia	-3,3	60,6	42,9	84,2	19,2	84,8	1,4
Polonia	-14,7	57,4	57,3	75,6	39,1	58,7	3,7
República Checa	7,2	30,8	62,2	64,9	27,9	79,4	1,2
Alemania	6,2	52,7	41,4	65,5	28,3	43,1	2,4
Bélgica	9,0	47,2	44,0	54,4	36,6	35,5	0,9
Italia	12,6	32,6	55,0	57,3	30,1	33,4	0,7
España	-9,3	71,0	38,7	106,1	3,2	7,0	2,0

fuentes ENERGINAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.

gráfico 2.14: mapa de las extensiones para el escenario de la [r] energética 2020



fuente ENERGYNAUTICS 2014 - POWER1 2030.

En el Gráfico 2.14 los nuevos corredores más importantes de energía incluyen:

1. Eólica marina desde el Mar del Norte en Alemania al Ruhr y al sur de Alemania
2. España a Francia para exportar las grandes centrales eólicas y fotovoltaicas de España y Portugal

3. De Escocia al sur de Inglaterra por eólica
4. Costa atlántica de Francia a París por eólica
5. A través de Italia

imagen CONSTRUCCIÓN DE SIEMENS DE UNA TURBINA EÓLICA (SWT 6.0 154). LA HOJA DE RÓTOR MÁS GRANDE DEL MUNDO (75 METROS)



© L'ANGROCK/GREENPEACE

gráfico 2.15: mapa de las extensiones para el escenario de la [r] energética 2030



2.11 resultados del caso de la [r]evolución energética por país

Existen grandes diferencias regionales en Europa en cuanto al suministro energético y, por lo tanto, en los sistemas de red eléctrica. Las redes eléctricas se han expandido de acuerdo con los centros geográficos de demanda de los países y – principalmente de modo centralizado– con las centrales eléctricas. Noruega tiene casi el 100% en centrales hidráulicas, Francia depende en más de un 75% de la nuclear y el suministro de Polonia se basa en más de un 90% en centrales de carbón. La estructura de suministro en Alemania es prácticamente igual al mix medio de tecnologías de Europa. Por lo tanto, los resultados regionales del concepto de red de [R]evolución Energética varían notablemente de país a país. Esta sección ofrece un resumen de los resultados nacionales y destaca los aspectos clave.

2.11.1 cobertura de carga en la [r]e por país para 2030

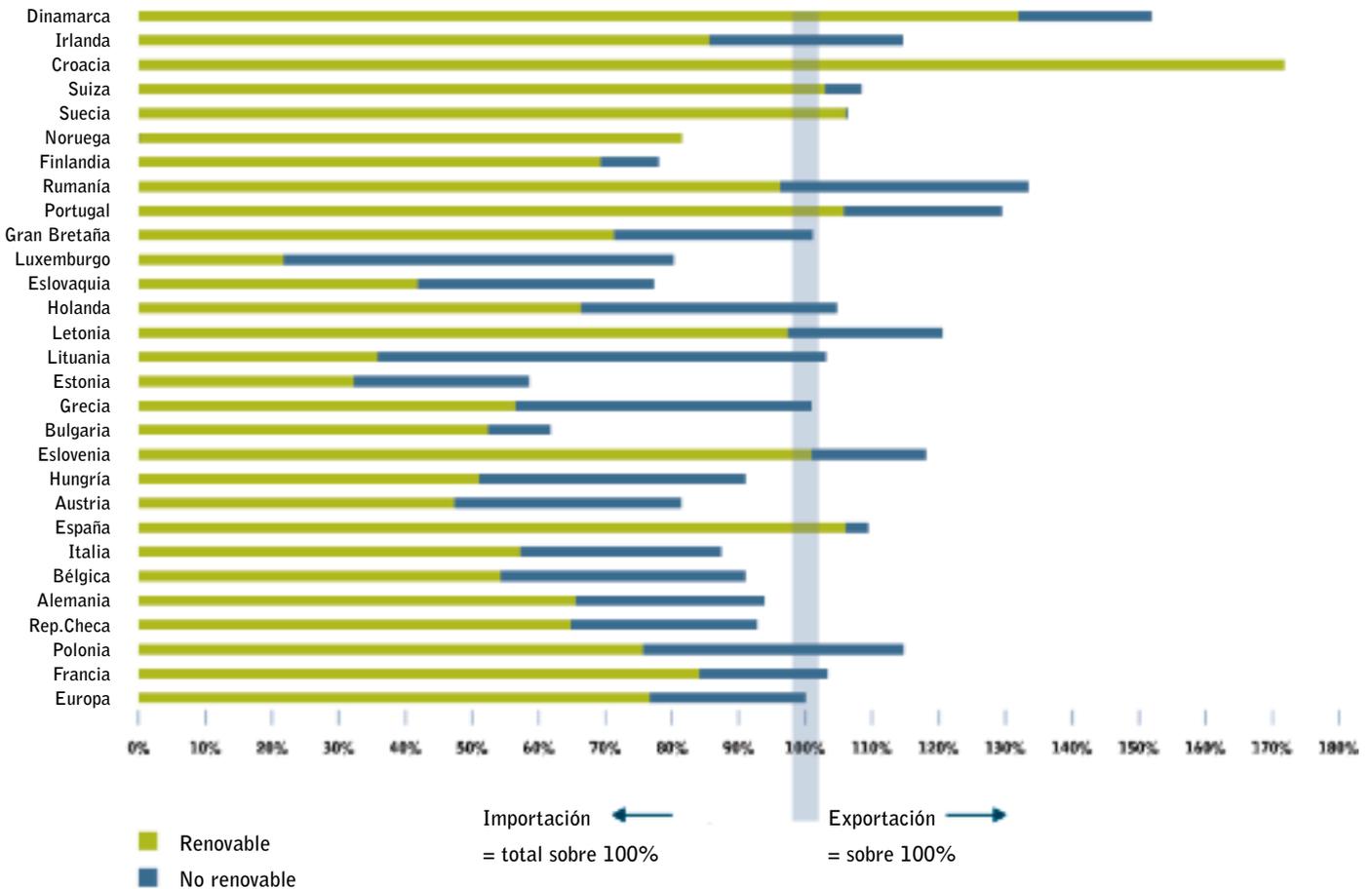
La cobertura de carga describe la cuota de renovables y de no-renovables que cubren la demanda de energía de un país a lo largo de un año. Bajo el caso de la [R]evolución Energética, el 77% de toda la cobertura de carga europea procede de energía renovable.

Por lo tanto, una alta cobertura de carga procedente de renovables ofrece una alta seguridad en el suministro y bajos costes de combustible.

El Gráfico 2.16 muestra la cobertura de carga total y la diferencia potencial entre importaciones versus exportaciones de cobertura de carga en Europa en 2030 bajo el escenario de la [R]evolución Energética.

- Europa cubre de media un 77% de la carga total de la demanda con centrales de energía renovable.
- La seguridad del suministro se incrementa notablemente porque la capacidad de la ER utiliza fuentes de energía locales.
- Solo dos países obtienen menos de un 70% de la carga procedente del propio país.
- Hay 14 países que tienen un superávit no solo en electricidad generada, sino también en suministro de carga, como Francia y Polonia.

gráfico 2.16: cobertura de carga del escenario de la [r]evolución energética por país para 2030

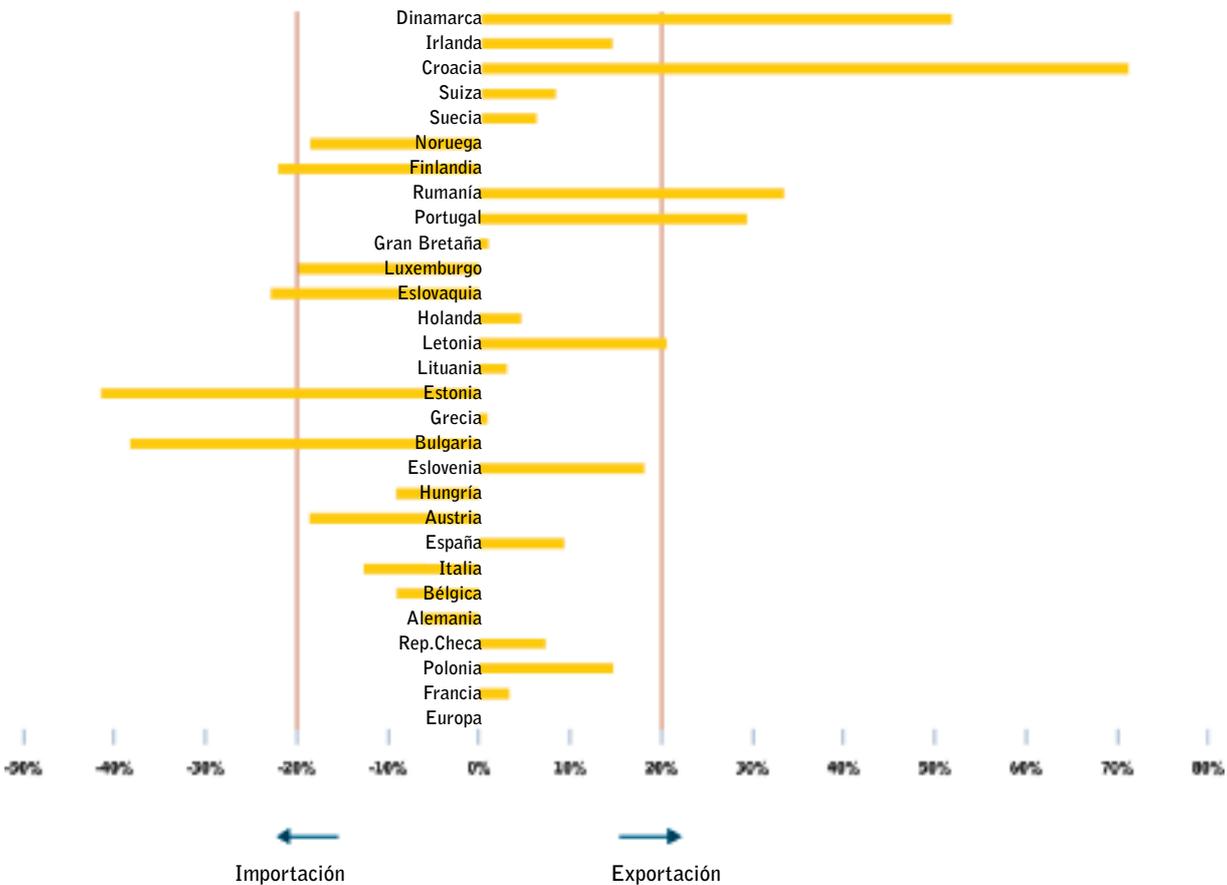


fuente ENERGINAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.



El Gráfico 2.17 muestra el balance entre importaciones / exportaciones bajo el caso de la [R]evolución Energética. Solo dos países, Estonia y Bulgaria, se quedan por debajo del 75% en generación local, mientras que ocho países (Dinamarca, Irlanda, Croacia, Rumanía, Portugal, Letonia, Eslovenia y Polonia) exportan más del 10%, comparado con la demanda nacional.

gráfico 2.17: balance de importaciones y exportaciones bajo el escenario de la [r]evolución energética por país para 2030



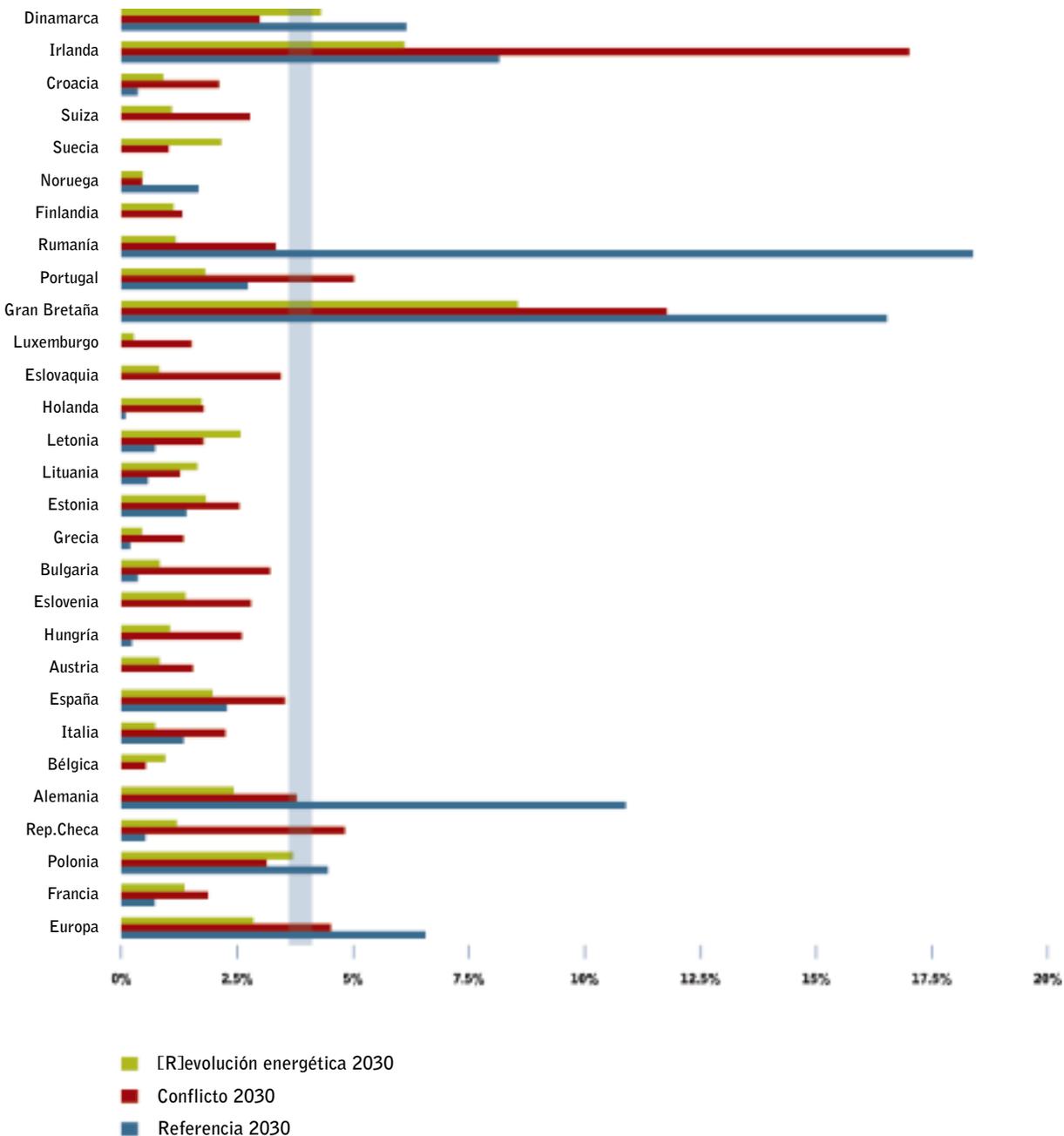
fuentes ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.

2.11.2 ¿cuánta energía solar y eólica se desperdiciará?

La cantidad de restricción a la energía del viento y del sol es un claro indicador de si el sistema energético de una región específica está preparado para el concepto de una [R]evolución Energética. Una restricción alta y unos factores de capacidad altos en centrales de carbón y nucleares están directamente relacionados. Unas tasas de restricción bajas para renovables están casi ciertamente ligadas a bajos factores de capacidad en centrales de energía convencionales, si la cuota de renovables es alta.

El Gráfico 2.18 muestra el porcentaje de restricción a partir de toda la generación solar y eólica disponible. En todos los escenarios, los principales cuellos de botella y, por lo tanto, el conflicto más fuerte entre generación de carga base y de ER flexibles aparece en Dinamarca, Irlanda, Rumanía, el Reino Unido y Alemania, en los casos de Referencia y/o de Conflicto. Las tasas de restricción por encima del 4% son críticas para el aspecto económico de los proyectos solares y eólicos, mientras que tasas por encima del 6,5% hacen casi ciertamente imposible que dichos proyectos sean rentables.

gráfico 2.18: tasas de restricción a las centrales de energía eólica y solar por país y escenario para 2030



fUENTE ENERGINAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWE[R] 2030.



La Tabla 2.5 refleja que, bajo el Escenario de la [R]E, las centrales de energía basadas en carbón y nuclear prácticamente han dejado de funcionar, aunque aún haya capacidad instalada para 2030. El efecto del orden de mérito en el caso de la ER prefiere el gas al carbón, por lo tanto, el gas tiene un mayor factor de capacidad que cualquier otra central de generación convencional. Sin embargo, en el caso de Conflicto, las centrales de carbón aún operan bajo la condición de "generación base", pero expulsando al gas del mercado.

2.12 comparación con el plan de desarrollo de la red a diez años (TYNDP)

Es importante señalar que el TYNDP elabora diferentes supuestos acerca de la capacidad instalada de las renovables. El principal punto de discusión es por qué el TYNDP ve tanta extensión más de la red (50.000 km con un coste de 104.000 M€) comparado con nuestro caso de Referencia 2030 (3.700 km con un coste de 9.000 M€), alrededor de un factor de 10, aunque integra cantidades similares de eólica y fotovoltaica (220 GW adicionales sobre las capacidades de hoy día).

El punto y la razón principal es que las expansiones de la red en el TYNDP y nuestras expansiones están determinadas por diferentes métodos y con objetivos distintos. En este informe queremos calcular las extensiones mínimas de red junto con la integración de 220 GW de variables y garantizando la seguridad en el suministro.

Para el TYNDP, ENTSO-E ha recogido los planes de extensión de red de todos los TSO en el área ENTSO-E y los ha agregado. Los TSO determinan las expansiones de su red de acuerdo con una variedad de criterios que incluye: análisis del sistema eléctrico a largo plazo (más allá de 2022) para integrar las renovables (según los objetivos nacionales individuales), para facilitar la integración en el mercado, para garantizar la seguridad del suministro (criterio N-1), para conectar áreas aisladas de la red (Irlanda, Reino Unido, España, los países bálticos), etc. Por ejemplo, muchas de estas cuestiones no tienen

tabla 2.5: factores de capacidad de la generación convencional en los escenarios en ciertos países

PAÍS	CARBÓN	LIGNITO	GAS	NUCLEAR
Francia - Conflicto 2020	34%	0%	8%	70%
Francia - Conflicto 2030	43%	0%	9%	75%
Francia - [R]E 2020	0%	0%	90%	18%
Francia - [R]E 2030	0%	0%	85%	0%
Polonia - Conflicto 2020	71%	0%	8%	90%
Polonia - Conflicto 2030	80%	11%	10%	90%
Polonia - [R]E 2020	10%	1%	90%	0%
Polonia - [R]E 2030	0%	0%	59%	0%
Rep. Checa - Conflicto 2020	85%	67%	15%	86%
Rep. Checa - Conflicto 2030	81%	68%	33%	82%
Rep. Checa - [R]E 2020	4%	2%	90%	14%
Rep. Checa - [R]E 2030	0%	0%	79%	0%
Alemania - Conflicto 2020	90%	80%	15%	89%
Alemania - Conflicto 2030	90%	83%	25%	0%
Alemania - [R]E 2020	9%	3%	73%	14%
Alemania - [R]E 2030	0%	0%	43%	0%

fuentes ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWER[R] 2030.

nada que ver con el objetivo de 220 GW. Los supuestos sobre la restricción permitida varían de país a país y se asume que son muy bajos, lo que conduce a una mayor expansión de la red. Después, ENTSO-E comprueba las extensiones de red de los TSO individuales en su modelo de sistema eléctrico europeo completo, según diferentes escenarios, uno de los cuales (el escenario SOAF 2012 de UE 2020 o Scenario Outlook and Adequacy Forecast) implica un aumento de la solar y la eólica en 220 GW para 2020. Y encuentran (véase página 17) que la mayoría de los cuellos de botella los resolverán a través de los proyectos planificados.

Así que las extensiones de ENTSO-E fueron determinadas por diferentes criterios y después se comprobaron contra un incremento de 220 GW. No se optimizaron para integrar 220GW mientras se minimizaban las extensiones de red. Además, en este informe se ha realizado una elección estratégica al preferir HVDC sobre HVAC, que da como resultado unas extensiones totales de red inferiores y un menor impacto sobre el paisaje.

Resultados:

- El TYNDP se basa en unos supuestos de crecimiento bajos para el futuro de los SER (que corresponden a nuestro Escenario de Referencia 2030; el escenario de la [R]evolución Energética 2030 tiene más del doble de capacidad eólica y fotovoltaica).
- Se puede conseguir una mayor integración con nuestras expansiones de red (850 GW de eólica y fotovoltaica integradas con 74 TVAkM de expansión en el escenario [R]evolución Energética 2030, comparado con los 400 GW en el TYNDP con 55 TVAkM de expansión). Sin embargo, el TYNDP puede haber utilizado criterios de seguridad más estrictos.
- Tomamos un enfoque totalmente internacional, mientras que el TYNDP sigue centrado en alguna medida en proyectos nacionales, aunque ahora están mirando los cuellos de botella en fronteras internacionales, especialmente con la HVDC.
- Existe una discusión entorno a los costes del TYNDP versus nuestros costes en la Sección "TYNDP".

tabla 2.6: capacidades en eólica y fotovoltaica para los diferentes escenarios

ESCENARIO	AÑO	CAP. INSTALADA EÓLICA + FOTOVOLTAICA (GW)
TYNDP	2022	400
Referencia	2020	292
Referencia	2030	400
[R]evolución Energética	2020	480
[R]evolución Energética	2030	860
Hoy	2013	180

fuentes ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWER[R] 2030.

2.13 conclusiones

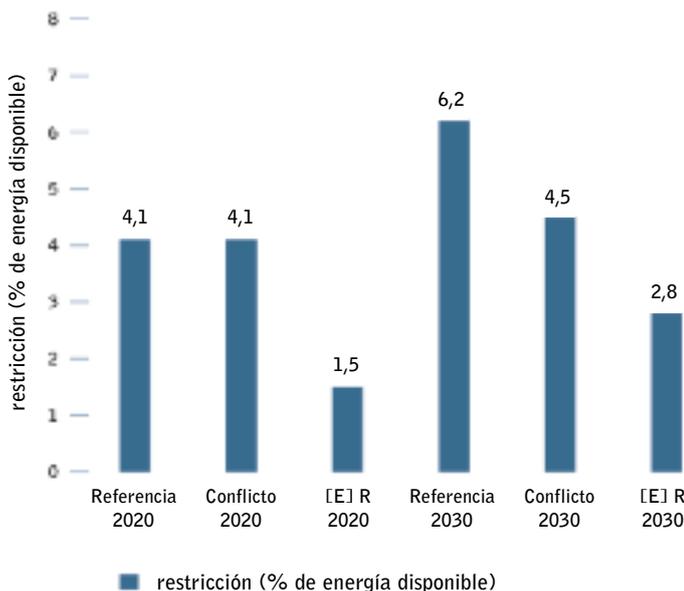
Puede integrarse un alto nivel de renovables en el sistema eléctrico europeo tan solo con modestos cambios en la red de transporte. Con niveles similares de inversión en infraestructura de red a los ya programados por los operadores de red, Europa puede cubrir hasta el 77% de su carga eléctrica con SER, incluyendo hasta 860 GW de eólica y fotovoltaica y con una baja tasa de restricción (2,8%).

Para calcular los costes totales del sistema energético, se suman los costes de la expansión de la red, de pérdidas por restricción, costes del combustible y costes externos (con un precio de entre 5 €y 40 €por tonelada de CO₂ en el Sistema europeo de Comercio de Emisiones). Como resultado del caso de [la R]evolución Energética, con una cuota que duplica la del caso de Referencia, resulta ser la opción más sólida desde la perspectiva financiera. Los costes de restricción son los más bajos y son superados por los costes adicionales de extensión de la red.

Al optar por una red Superpuesta HVDC en lugar de continuar la expansión de la red de transporte HVAC, la longitud total de las nuevas líneas de transporte puede reducirse en un tercio [de 39.000 km a 26.000 km; véase Variaciones Avanzadas del caso de la [R]evolución Energética y los mapas correspondientes], lo que minimiza el impacto en el paisaje y, por lo tanto, debería facilitar la aceptación pública.

La inflexibilidad de las viejas centrales de generación nuclear y a carbón provoca una restricción adicional de las variables renovables, como el viento y la fotovoltaica. En el Escenario de Conflicto, la inflexibilidad aumenta la restricción (y sus costes asociados) en un 55% [del 2,9% al 4,5% de restricción] y podría duplicar o incluso triplicar los niveles de restricción si los operadores de centrales convencionales buscan mejorar su carga base [véanse las Variaciones del Escenario de Conflicto].

gráfico 2.19: restricción de las energías renovables variables como% de la energía disponible



fuelle ENERGNAUTICS 2014 - POWERI 2030.

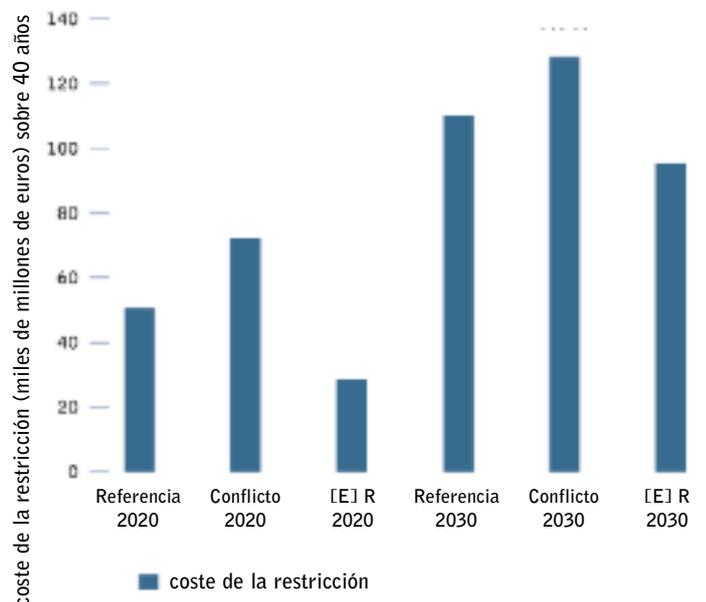
Si la política sigue favoreciendo el carbón y la nuclear en Francia, Polonia y la República Checa, y se siguen operando de manera inflexible y en el orden de mérito, entonces costará más integrar niveles bajos de sistemas de energías renovables en Europa que si cada país sigue el Escenario de [R]E. La inflexibilidad causa una restricción adicional, que es superior a los bajos costes de la red. El caso de Referencia mostraba claramente que un nivel alto de capacidad en carbón y nuclear funcionando en modo de carga base conducirá a una tasa de restricción muy alta para la eólica y la solar, de hasta el 9,8%.

Sin embargo, si se centrara en exclusiva en la integración de las renovables y permitiera alguna restricción, podría integrarse el doble del nivel en eólica y fotovoltaica en el sistema eléctrico europeo para una inversión similar en infraestructura de red, cuando se compara con el Plan 2012 de Desarrollo de la Red a 10 años de ENTSO-E.

2.13.1 doble de integración de energía renovable con la mitad de expansión de líneas de transporte

Un claro resultado de esta investigación es el hecho de que hay que optimizar la expansión de la red hacia estructuras de generación de electricidad regionales y técnicas, junto con la integración de las últimas tecnologías de cable. El TYNDP ha resultado ser claramente insuficiente para la integración de la energía renovable, ya que se basaba en la estructura de generación de electricidad existente y consideraba todas las centrales a la hora de buscar soluciones para evitar la restricción y factores de capacidad altos. Esto condujo a costes de sistema mucho más altos y a un potencial exceso de capacidad de generación de energía. El concepto de [R]evolución Energética 2030 que se esboza en este informe ha sido optimizado por la más alta cuota de renovables y un abandono progresivo del carbón y la nuclear en toda Europa.

gráfico 2.20: coste de la restricción sobre 40 años (ASUMIENDO 50 €/MWH PARA REMPLAZAR)



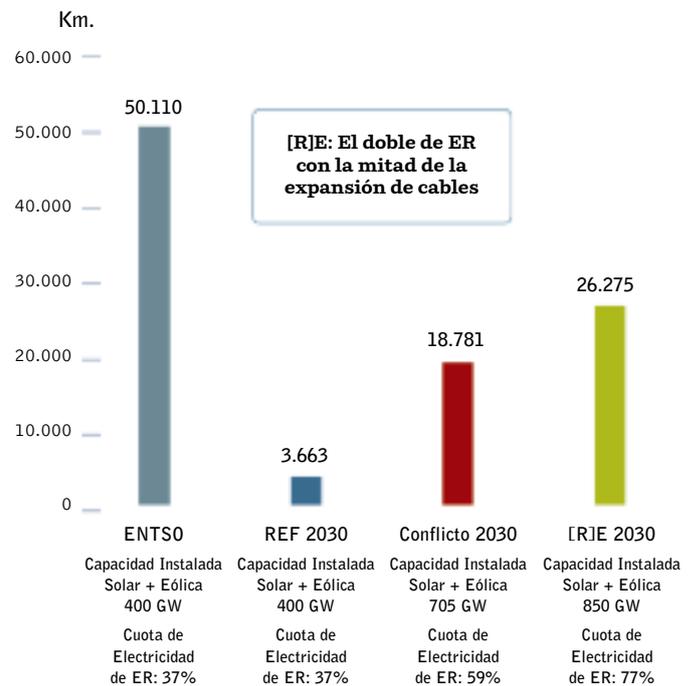
fuelle ENERGNAUTICS 2014 - POWERI 2030.



Además de la localización de la expansión de una red específica, son de gran importancia las tecnologías elegidas para los cables de transporte. Uno de los mayores hallazgos de esta investigación es que una "Red Superpuesta" de Corriente Continua de Alto Voltaje (HVDC) evita una cantidad considerable de expansión de las líneas de transporte convencionales, lo cual es de especial importancia, ya que las nuevas líneas de tendido se enfrentan a una gran oposición pública y, por lo tanto, muchos proyectos acumulan retrasos de muchos años, si no de más de una década.

Un sistema de HVDC transporta la electricidad renovable desde los núcleos de generación hasta los centros de carga y, sumado a redes inteligentes, puede formar una infraestructura segura y económicamente viable para las energías renovables. Bajo el caso de la [R]evolución Energética, para 2030 se producirán alrededor de 1.500 TWh anuales de energía eléctrica procedente del sol y del viento. Si un concepto de red optimizada reduce la restricción necesaria en un 2%, por ejemplo de un 4,6% a un 2,6%, los costes ahorrados en restricción sumarían hasta 60.000 millones de euros, lo que puede compararse con los costes de expansión de la red en el Escenario de la [R]evolución Energética 2030. Merece la pena optimizar un mix energético específico. Sin embargo, si un operador de red intenta acometer la expansión simplemente para minimizar conflictos –que es el enfoque actual de ENTSO-E– esto se traduciría en costes de expansión mucho mayores y conduciría a muchas más líneas de tendido eléctrico, que carecen de aceptación pública.

gráfico 2.21: expansión de la red en km



fuente ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWER[R] 2030.

tabla 2.7: resultados claves + comparación con ENTSO-E

CASO	TECNOLOGÍA	EXTENSIÓN DE LA RED (MVA) ^a	LONGITUD (KM) ^b	EXTENSIÓN EN (MVAkm) ^c	LÍNEAS DE TRANSPORTE (KM) ^d	COSTES DE EXTENSIÓN DE LA RED (MILLONES DE €)
Referencia 2020	AC	1.500	343	514.500	343	229
	DC	5.000	1.727	1.682.910	1.370	1.968
	AC+DC	6.500	2.070	2.197.410	1.713	2.197
Referencia 2030	AC	3.000	562	842.489	562	375
	DC	20.000	2.425	8.145.934	3.101	7.773
	AC+DC	23.000	2.985	8.988.423	3.663	8.148
Conflicto 2020	AC	4.500	731	1.095.796	731	530
	DC	16.000	2.895	7.909.550	2.895	6.702
	AC+DC	20.500	3.625	8.005.346	3.626	7.232
Conflicto 2030	AC	84.700	8.224	15.188.762	8.779	7.089
	DC	91.000	7.055	39.110.736	10.002	33.563
	AC+DC	175.700	15.279	54.299.498	18.781	40.652
[R]evolución Energética 2020	AC	4.500	731	1.096.796	731	530
	DC	15.000	2.634	7.648.550	2.634	6.254
	AC+DC	19.500	3.365	8.745.346	3,365	6.784
[R]evolución Energética 2030	AC	112.200	22.489	22.168.854	11.719	10.314
	DC	148.000	10.738	52.390.238	14.556	50.859
	AC+DC	260.200	22.227	74.559.093	26.275	61.172
ENTSO TYNDP	AC		37.520	56.280.000	37.520	25.945
	DC		12.590	25.180.000	12.590	25.205
	AC+DC		50.110	81.460.000	50.110	51.150

notas

- a MVA = SUMA DE LA CAPACIDAD DE LA EXTENSIÓN EN MVA POR CADA LÍNEA.
- b MVAkm = CAPACIDAD DE LA EXTENSIÓN EN MVA MULTIPLICADA POR LA LONGITUD EN KM DE CADA LÍNEA.
- c LONGITUD EN KM = LONGITUD DE LA LÍNEA AFECTADA.
- d LONGITUD DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE EN KM = LONGITUD DE LAS NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE CONSTRUIDAS.

fuente ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWER[R] 2030.



"Un suministro 24/7 con energías renovables aumenta la seguridad energética."

© MORGANGREENPEACE

imagen PROBANDO EL SCOTRENEWABLES UNA TURBINA MAREOMOTRIZ EN KIRKWALL. SCOTRENEWABLES ENERGÍA MAREOMOTRIZ LTD ES UNA EMPRESA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES CON SEDE EN LAS ISLAS ORCADAS.



Las secciones previas han demostrado lo que es técnicamente viable. Esta sección explica los cambios de infraestructura y gestión necesarios para hacer realidad esta propuesta. La tarea de integrar las tecnologías de la energía renovable en sistemas energéticos existentes es similar en todos los sistemas energéticos del mundo, tanto si son grandes y centralizados o insulares.

Una planificación meticulosa es necesaria para asegurar que la producción disponible puede cubrir la demanda en todo momento. Además, para equilibrar el suministro y la demanda siempre, el sistema energético también tiene que ser capaz de:

- Cumplir con los estándares de calidad definidos –voltaje/frecuencia–, lo que puede exigir equipamiento técnico adicional en el sistema de energía y apoyo de distintos servicios auxiliares (véase Apéndice 1 para definiciones de los términos).
- Resistir situaciones extremas, como cortes de suministro repentinos (p.e., un fallo en una unidad del generador) o una interrupción del sistema de transmisión.

Normalmente, los sistemas eléctricos usan fuentes de energía baratas, como las centrales de carga base que operan la mayor parte del tiempo a potencia nominal. Estas unidades centralizadas son con frecuencia una fuente "inflexible" de generación, lo que significa que son bastante ineficientes y que resulta caro cambiar su producción durante el día para ajustarse a lo que la gente realmente utiliza (variación de la carga). Por lo general, las centras nucleares y de carbón se operan en régimen de base, es decir, funcionan casi todo el tiempo a su máxima capacidad con independencia de cuánta electricidad necesiten los consumidores. No pueden reducir su producción, lo que conduce a la restricción de las opciones de energía más limpias.

La energía renovable integrada en una red inteligente cambia la necesidad de energía de carga base. En países que han apoyado la energía renovable y las fuentes naturales, como España, las tecnologías limpias y renovables ya proporcionan más del 40% de la demanda diaria determinados días. Como ha demostrado la modelización de este informe, un cambio energético basado en las renovables redefine la necesidad de energía de carga base. En su lugar, un mix de suministradores de energía flexible puede responder a la carga día y noche (p.e., solar más gas, geotérmica, eólica y gestión de la demanda), sin apagones.

3.1 gestión de la demanda

En realidad, la carga varía a lo largo del tiempo, lo que significa que se requieren fuentes flexibles adicionales de generación de energía para proporcionar la cantidad correcta de energía. En las áreas rurales, las tecnologías habituales son las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, por sus siglas en inglés) o centrales hidráulicas con suficiente capacidad de almacenamiento para seguir las variaciones diarias. En los sistemas eléctricos convencionales insulares, normalmente se usa un cierto número de pequeños generadores diésel (grupos electrógenos) para ofrecer un suministro 24/7. Varios grupos electrógenos tienen que estar en continuo funcionamiento hasta su más alto punto de eficiencia, mientras se usa uno para seguir la curva de la carga.

El impacto de incorporar generación de energía renovable al sistema convencionalmente centralizado o al sistema insular afectará al

modo en que se opera un sistema eléctrico de diseño convencional. El nivel de impacto depende de la tecnología de la energía renovable.

- Biomasa/geotérmica/solar térmica (ESTC)/hidráulica con almacenamiento: se puede regular la producción, p.e., pueden suministrar carga base y carga máxima;
- Energía hidráulica sin almacenamiento (a filo de agua) /fotovoltaica/eólica: la producción de energía depende de los recursos naturales disponibles, así que la producción es variable.¹⁵

Existen dos tipos principales de impacto que considerar cuando se introduce la energía renovable en microrredes: el impacto sobre el balanceo de la carga y el impacto sobre la fiabilidad.

Impacto sobre el balanceo de la carga se refiere a los ajustes necesarios a corto plazo para gestionar las fluctuaciones sobre un periodo de tiempo, que puede variar entre minutos y horas antes del momento de la distribución. En los sistemas energéticos sin generación de energía variable, puede darse un desajuste entre la demanda y el suministro. Las razones podrían ser que la carga energética no se pronosticó correctamente, o que una central de energía convencional no funciona como ha sido previsto, p.e., que una central eléctrica se desactive por un problema técnico.

Incorporar la generación variable de energía incrementa el riesgo de no alcanzar la generación de energía prevista, debido p.e. a un fenómeno meteorológico más intenso de lo pronosticado. El impacto global sobre el sistema depende de la cuota de fuentes de energía variable y de lo amplia sea su distribución. Una cierta cantidad de energía eólica distribuida sobre un área geográfica mayor tendrá un menor impacto sobre el balanceo del sistema que la misma cantidad de eólica concentrada en un solo punto, ya que la distribución geográfica nivelará la generación de energía renovable.

El balanceo del sistema es relevante para:

- La planificación del día siguiente, que exige garantizar que hay disponible suficiente generación como para satisfacer la demanda prevista, teniendo en cuenta la generación pronosticada desde fuentes de generación variable de energía (normalmente con 12-36 horas de anticipación);
- El balanceo del sistema a corto plazo, que asigna recursos de equilibrio para cubrir eventos tales como un desajuste entre la generación/demanda prevista o una repentina pérdida de generación (normalmente entre segundos y horas antes de la planificación).

En los sistemas eléctricos insulares, ambos aspectos han de ser gestionados por el sistema de forma automática.

Impacto sobre la fiabilidad es la medida en la que una generación suficiente estará disponible para satisfacer los picos de demanda en cualquier momento. Ningún sistema eléctrico puede ser 100% fiable, siempre habrá pequeñas posibilidades de grandes fallos en las centrales de energía o en las líneas de transporte cuando la demanda es alta. Como la producción de energía renovable siempre tiene una distribución más amplia que la de las centrales convencionales a

referencia

¹⁵ ALGUNAS VECES ESTAS FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES SON DESCRITAS COMO "INTERMITENTES", SIN EMBARGO, LA TERMINOLOGÍA NO ES CORRECTA PORQUE INTERMITENTE SE ENTIENDE COMO SIN CONTROL, ES DECIR, NO GESTIONABLE (DESPACHABLE) PERO LA POTENCIA DE SALIDA DE ESTAS PLANTAS DE GENERACIÓN SE PREVE, POR LO TANTO PUEDE SER DESPACHADA. ADEMÁS, SIEMPRE SE PUEDEN OPERAR LAS REGULADAS SI ES NECESARIO.

gran escala, se reduce el riesgo de caídas repentinas de unidades principales de producción individual. Por otra parte, la generación de energía renovable variable reduce la probabilidad de que esa generación esté disponible en momentos de alta demanda, así que añade complejidad al sistema de planificación.

La fiabilidad es importante en la planificación a largo plazo, que evalúa la adecuación del sistema normalmente entre a 2 y 10 años vista. El sistema de planificación a largo plazo con fuentes de generación variable supone un reto por la localización real de los recursos. Para alcanzar un nivel alto de energía renovable en el sistema, idealmente se deberían situar a una cierta distancia el uno del otro, p.e., utilizar energía solar del sur de Europa cuando no hay viento, o no suficiente viento, soplando en el norte de Europa.

En los sistemas de las islas normalmente toda la energía se genera en zonas cercanas, lo que quiere decir que tiene que haber un mix diferente de tecnologías de generación o que se han diseñado por exceso para asegurarse que siempre hay suficiente capacidad de generación de energía disponible. Por lo general, se lleva a cabo añadiendo grupos electrógenos diésel de respaldo. Además, los sistemas eléctricos de las islas pueden ajustar la demanda para satisfacer el suministro, más que al contrario. Este enfoque se denomina gestión de la demanda. Un ejemplo de una carga "flexible" en los sistemas insulares para la gestión de la demanda son las bombas de agua y las bombas de irrigación que pueden encenderse y apagarse según cuánto suministro de electricidad haya.

3.2 carga base y balanceo del sistema

El balanceo de la energía eléctrica aspira a mantener la frecuencia en el sistema de forma constante. La frecuencia de red describe la frecuencia con que la electricidad AC se distribuye desde el generador hasta el usuario final, y se mide en hercios (Hz). La frecuencia en un sistema varía con los cambios en la carga (demanda). En una red eléctrica funcionando cerca de su capacidad máxima, puede haber rápidas fluctuaciones en la frecuencia y espectaculares ejemplos de ello pueden ocurrir justo antes de un apagón.

Los sistemas eléctricos que existen en todo el mundo han desarrollado ciertas tecnologías y fuentes de generación, a menudo influidos por la política de seguridad nacional. Normalmente, se diseñaron entorno a grandes centrales de energía con capacidad de carga base, como las centrales de carga base de más de 660 MW de capacidad, funcionando casi constantemente al máximo de producción. Estas unidades centralizadas, por lo general centrales nucleares o de carbón, son fuentes de generación inflexibles: no pueden "seguir la carga", es decir, no pueden cambiar su suministro para adecuarse a los cambios en la demanda. Cambiar la capacidad a la que operan es ineficiente y caro. Es más, las unidades grandes y centralizadas exigen una inversión notable en infraestructura de red.

La carga varía a lo largo del tiempo, por lo que fuentes de energía más flexibles pueden "seguir la carga". Las tecnologías habituales que pueden hacer esto son las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT) o centrales hidráulicas, porque tienen una significativa capacidad de almacenamiento para ajustarse a las variaciones diarias. Los sistemas eléctricos con grandes cantidades de fuentes de generación inflexibles, como centrales nucleares, también necesitan una cantidad significativa de fuentes flexibles de generación.

3.3 ¿barreras técnicas o financieras?

La generación renovable está adquiriendo una cuota de mercado creciente, restándose a las centrales convencionales de energía fósil. Las centrales convencionales venden menos kWh de lo que se planificó y ya no pueden funcionar en carga base, lo que incrementa los costes de operación y rebaja los beneficios de cada kWh vendido. Por consiguiente, la integración de la energía renovable a gran escala es cada vez menos una cuestión técnica y más de naturaleza económica. Las barreras surgen de las empresas, reacias a abandonar su inversión económica en centrales convencionales. Para algunas compañías, centrales desmanteladas o convertidas en "activos obsoletos" no son razones suficientemente sólidas como para demorar el desarrollo de una infraestructura masiva de energía renovable.

La tecnología de red inteligente desempeñará un papel importante en alcanzar esto, especialmente en integrar la gestión de la demanda en el funcionamiento del sistema de energía. El sistema del futuro no consistirá en unas cuantas centrales de energía centralizadas, sino en decenas de miles de unidades de generación como paneles solares, aerogeneradores y otra generación renovable, parcialmente distribuida en la red de distribución, parcialmente concentrada en grandes centrales, como las centrales eólicas marinas. Las soluciones de red inteligente ayudarán a supervisar e integrar esta diversidad en el funcionamiento de los sistemas eléctricos al tiempo que hará que la interconexión sea más simple.

A cambio, la planificación se hará más compleja debido al mayor número de recursos de generación y a que la notable cuota de generación de energía variable causa constantes cambios en el flujo de energía en los sistemas eléctricos. La tecnología de red inteligente será necesaria para apoyar la planificación del sistema, p.e., apoyando de forma activa la planificación del día siguiente y balanceando el sistema mediante información en tiempo real acerca del estatus de la red y de las unidades de generación en combinación con los pronósticos meteorológicos. También tendrá un papel destacado en garantizar que los sistemas satisfacen los picos de demanda en todo momento. La tecnología de red inteligente hace un mejor uso de la distribución y transporte de los recursos, limitando la necesidad de una extensión de la red de transporte al mínimo absoluto.

La Red Inteligente usa tecnología de la información y de la comunicación (TIC) para hacer posible un sistema basado en fuentes de energía renovable.

Las TIC son utilizadas en la red inteligente para:

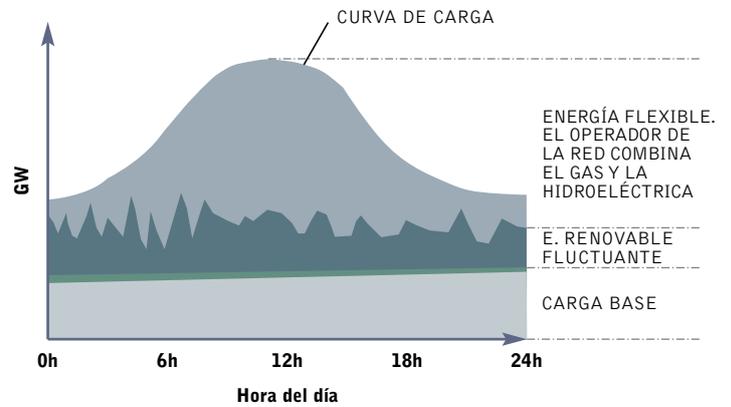
- interconectar un gran número de recursos de generación de renovables en el sistema de energía (instalación automática)
- crear un sistema más flexible a través de una gestión de la demanda a gran escala e integrar el almacenamiento para balancear el impacto de las fuentes variables de generación renovable
- proporcionar al operador del sistema mejor información sobre el estado de éste y poder operarlo con mayor eficiencia
- minimizar las actualizaciones de la red utilizando los recursos de ésta con eficiencia, y apoyar una coordinación eficiente de la generación de energía a lo largo de grandes áreas geográficas; ambas cuestiones son necesarias para la generación de energía renovable



gráfico 3.1: el enfoque evolutivo para las redes

Sistema de suministro actual

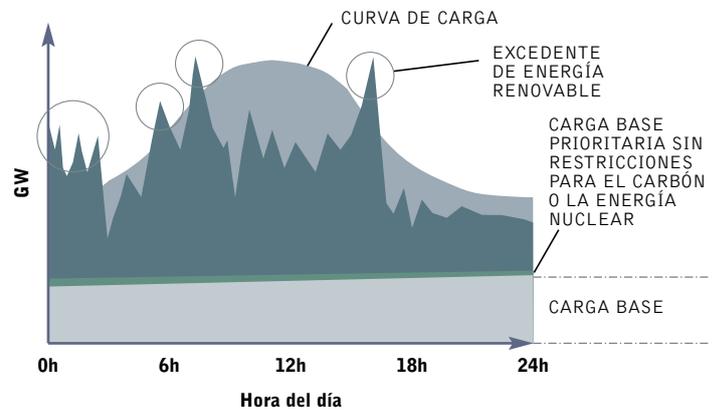
- Baja cuota de energía renovable fluctuante
- La energía de "carga base" se encuentra en la zona baja del gráfico.
- La contribución de la renovable forma una capa "variable": esto refleja cómo el nivel de sol y viento varía a lo largo del día.
- La zona superior del gráfico es el gas y la energía hidráulica, que se pueden apagar y encender en respuesta a la demanda. Esto es sostenible utilizando los pronósticos meteorológicos y una gestión inteligente de la red.
- El suministro actual con nuclear y carbón de carga base tiene sitio para alrededor de un 25 por ciento de energía renovable variable.



Para combatir el cambio climático se necesita mucho más que un 25% por ciento de energía renovable.

Sistema de suministro con más de un 25 por ciento de energía renovable fluctuante > prioridad carga base

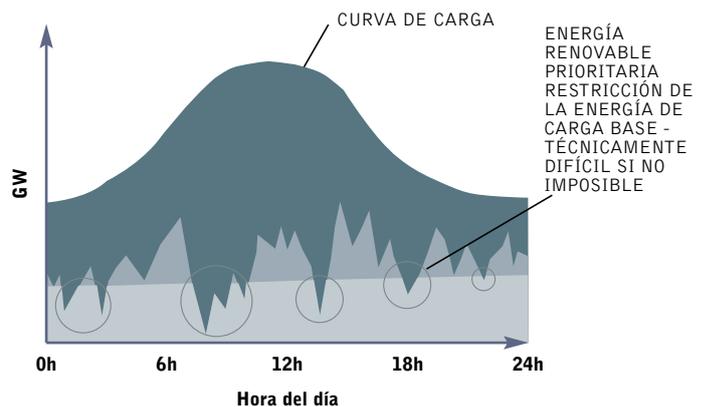
- Más energía renovable con prioridad para la carga base
- Dado el aumento del suministro de energía renovable, excederá la demanda en algunos momentos del día, creando un superávit de energía.
- Hasta un punto, esto puede superarse almacenando la energía, moviéndola a otra zona, cerrando la demanda durante el día o cerrando los generadores renovables en momentos de pico.



Esto no funciona cuando las renovables exceden el 50 por ciento del mix.

Sistema de suministro con más de un 25 por ciento de energía renovable fluctuante: prioridad energía renovable

- Más renovables con prioridad para la energía limpia.
- Si se le da prioridad en la red a la energía renovable, impacta en la energía de carga base.
- Teóricamente lo que esto significa es que tiene que la nuclear y el carbón tienen que funcionar a una capacidad reducida o ser totalmente apagados en momentos de pico de suministro (muy soleado o ventoso).
- Hay limitaciones técnicas y de seguridad en la velocidad, escala y frecuencia en el cambio de la producción de energía para las centrales nucleares y de carbón

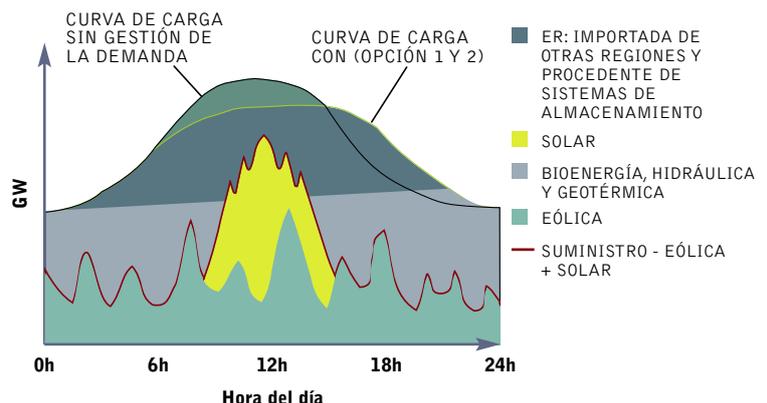


Técnicamente difícil, esto no es una solución.

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

- Una red totalmente optimizada, donde el 100 de las renovables funcionan con almacenamiento, transporte de electricidad a otras regiones, gestión de la demanda y restricción solo cuando es preciso.
- La gestión de la demanda es una técnica que mueve de forma eficaz el pico más alto y allana la curva del uso de la electricidad a lo largo del día.

Funciona!



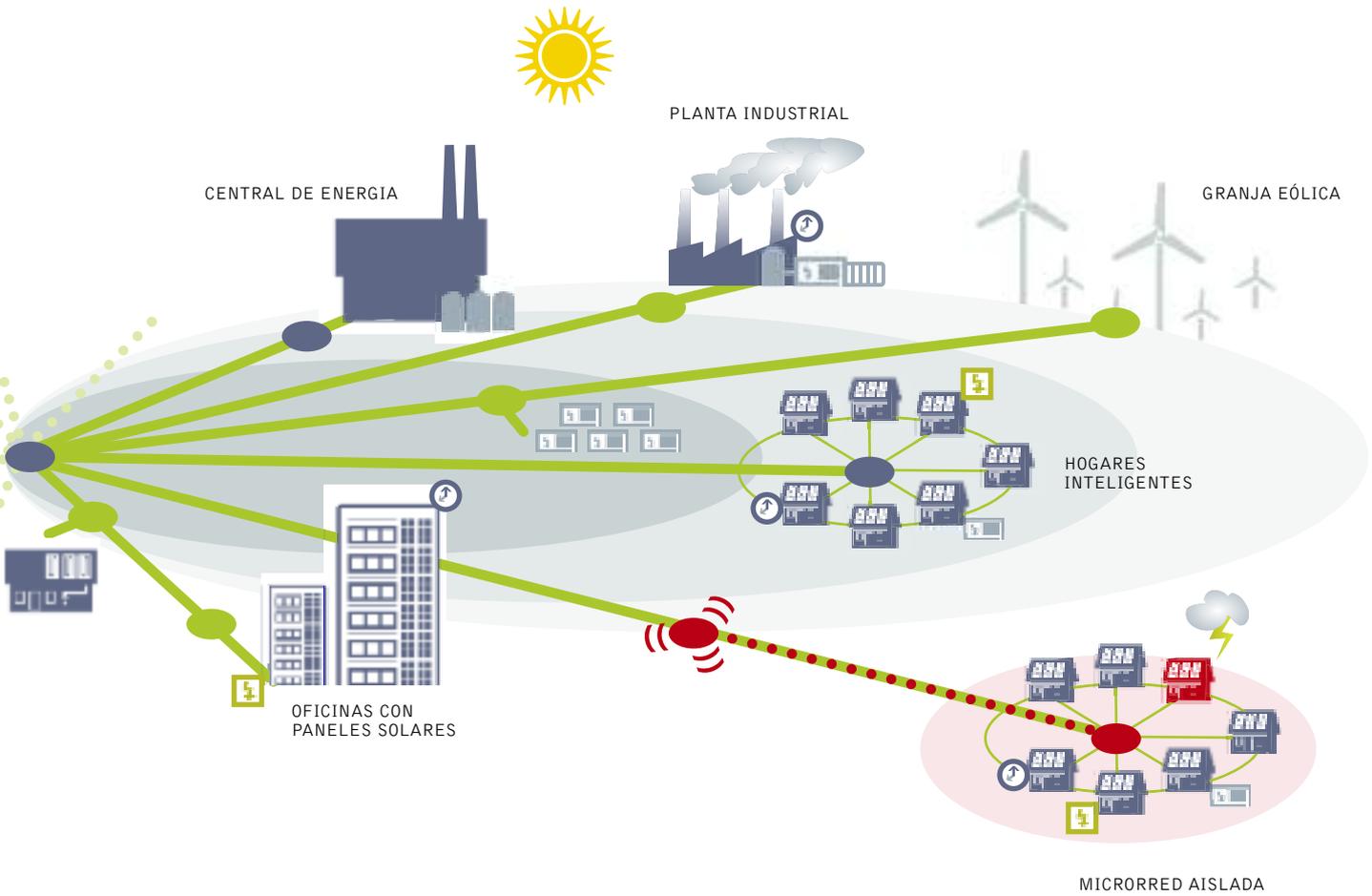
3.4 la visión de la red inteligente de la [r]evolución energética

Para desarrollar un sistema basado casi por completo en fuentes de energía renovable se requerirá una nueva arquitectura general del sistema de energía, incluyendo la Tecnología de la Red

Inteligente, que exigirá notables esfuerzos de trabajo para emerger.¹⁶ El Gráfico 3.2 muestra una representación básica de los elementos claves del futuro, sistemas eléctricos basados en renovables y utilizando la tecnología de red inteligente.

gráfico 3.2: la visión de una red inteligente para la [r]evolución energética

UNA VISIÓN DE FUTURO: UNA RED DE MICRORREDES INTEGRADAS QUE PUEDEN SUPERVISARSE Y REPARARSE SOLA



PROCESADORES
EJECUTAN PLANES DE PROTECCIÓN EN MICROSEGUNDOS

SENSORES ("ACTIVADOS")
DETECTAN FLUCTUACIONES Y DESAJUSTES Y PUEDEN SEÑALAR ZONAS QUE AISLAR

GENERADORES
LA ENERGÍA DE PEQUEÑOS GENERADORES Y DE PANELES SOLARES PUEDE REDUCIR LA DEMANDA GENERAL DE LA RED

DESAJUSTE EN LA RED

SENSORES (EN "STANDBY")
DETECTAN FLUCTUACIONES Y DESAJUSTES Y PUEDEN SEÑALAR ZONAS QUE AISLAR

GESTIÓN DE LA DEMANDA
PUEDEN CAMBIAR EL USO EN MOMENTOS FUERA DE PIC PARA AHORRAR DINERO

ALMACENAMIENTO
LA ENERGÍA GENERADA FUERA DE MOMENTOS DE PICO PODRÍA SER ALMACENADA EN BATERÍAS PARA UN USO POSTERIOR

ELECTRODOMÉSTICOS INTELIGENTES
PUEDEN APAGARSE EN RESPUESTA A FLUCTUACIONES DE FRECUENCIA

referencia

16 VER TAMBIÉN ECOGRID FASE 1 SUMMARY REPORT, DISPONIBLE EN: http://www.energinet.dk/NR/rdonlyres/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/EcoGriddk_phase1_summaryreport.pdf

imagen CONSTRUCCIÓN OFF-SHORE DE LAS TURBINAS EÓLICAS EN BREMERHAVEN CON LA EMPRESA DE CONSTRUCCIÓN EN ALTA MAR WESERWIND GMBH. LOS CIMIENTOS SE UTILIZARÁN EN EL PARQUE EÓLICO GLOBAL TECH EN EL MAR DEL NORTE DE ALEMANIA.



3.5 “red superpuesta” o “SUPERRED” – la interconexión de las redes inteligentes

Basados en la tecnología actual sobre el desarrollo de las tecnologías del almacenamiento de energía, es difícil prever que el almacenamiento de energía pueda proporcionar una solución integral a este desafío. Mientras que distintas tecnologías de almacenamiento, como las baterías electroquímicas, ya están disponibles hoy, no está claro si el almacenamiento de electricidad a gran escala (diferente a la hidráulica, ya descrita en la sección anterior) resultará técnica y económicamente viable.

Los sistemas viables de almacenamiento tendrían que cubrir la mayor parte del suministro de electricidad europeo durante hasta dos semanas sucesivas de baja radiación solar y poco viento: es difícil de prever dado el desarrollo de la tecnología actual. Para diseñar un sistema de energía que pueda reaccionar adecuadamente a dichas situaciones extremas se necesita una gran cantidad de planificación previa que garantice una capacidad de generación disponible, junto con una capacidad de red suficiente, que puedan satisfacer la demanda. Para hacer esto, se deben considerar diferentes escalas de tiempo:

- Planes del sistema a largo plazo, para evaluar la adecuación del sistema a lo largo de los próximos años (normalmente se considera un horizonte temporal de 2 a 10 años)
- Planificación del día siguiente, asegurando que hay suficiente generación disponible para responder a la demanda prevista (en general con 12-36 horas de anticipación)
- Balanceo a corto plazo, cubriendo eventos como un desajuste entre la generación / demanda previstas o repentinas pérdidas de generación (normalmente entre segundos y horas vista de la planificación)

3.6 beneficios de una superred

Desde aproximadamente 1920, cada centro de carga en Europa tenía su propio sistema de energía aislado. Con el desarrollo de las líneas de transporte que utilizaban voltajes más altos, el transporte de energía sobre largas distancias se hizo viable y pronto los distintos sistemas eléctricos se interconectaron entre sí. Al principio, solo se interconectaron las estaciones situadas en la misma región. A lo largo de los años, la tecnología se desarrolló aún más y el voltaje máximo posible de la línea de transporte aumentó poco a poco.

El principal impulsor de la extensión de la estructura de red tenía dos razones:

- Mayores redes de transporte y líneas de alto voltaje significaban que los suministradores podrían seguir la demanda agregada de un alto número de consumidores, en vez de la variación de la demanda de un consumidor (que puede cambiar notablemente a lo largo del tiempo), con una fuente de generación. La demanda de estos consumidores agregados resultó más fácil de predecir y, por lo tanto, la programación de la generación resultó mucho más fácil.
- Las más grandes redes de transporte crearon economías de escala mediante la instalación de unidades de generación más

grandes. En la década de los treinta, el tamaño más rentable de centrales térmicas era de 60 MW. En los cincuenta era de 180 MW y al llegar a los ochenta alrededor de 1.000 MW. Este enfoque solo tenía sentido económico, porque extender el sistema de energía era más barato que añadir capacidad de generación local.

El enfoque incluye algunos grandes riesgos, como la avería de una gran central o la interrupción de una línea de transporte principal, que puede interrumpir el sistema de energía en una zona extensa. Para estar mejor preparados ante tales situaciones, los sistemas nacionales de transporte en Europa y en todas partes se interconectaron a través de las fronteras. Los países pueden ayudarse entre sí en caso de situaciones de emergencia, cooperando en la organización de la reserva rodante, la capacidad de reserva y el control de la frecuencia.

Cambiar a un mix energético con más del 90% del suministro eléctrico procedente de fuentes de energía renovable también exigirá un rediseño significativo de la red de transporte para adaptarla a las necesidades de la nueva estructura de generación. El tipo correcto de red proporciona un suministro de energía económico, fiable y sostenible.

En principio, el exceso en el tamaño de la generación local podría reducir la necesidad de generación renovable a gran escala en otro sitio, así como actualizar la red de transporte.¹⁷ Sin embargo, construir centrales locales más grandes (exceso de tamaño) es menos económico, si se compara con la instalación de centrales de energía renovables a gran escala a nivel regional, integrándolas en el sistema eléctrico vía extensión del sistema de transporte. Asignar el 70% a la generación renovable distribuida y el 30% a generación renovable a gran escala no se basa en la optimización detallada técnica o económica: en cada localización el mix óptimo es específico según las condiciones locales. Se necesitarán más informes en detalle a nivel regional para cuantificar mejor la división entre generación renovable distribuida y a gran escala.

Un diseño apropiado de sistema de transporte es la solución en ambos casos, ya que puede utilizarse para transportar la electricidad necesaria desde áreas con superávit de generación a zonas con déficit.

En general, el sistema de transporte ha de ser diseñado para resistir:

- Cuestiones a largo plazo: Variaciones extremas en la disponibilidad de recursos naturales de un año a otro, por ejemplo, el resultado de los aerogeneradores en una zona dada puede variar en hasta un 30% de un año al siguiente. Las variaciones en hidráulica pueden ser incluso mayores.
- Cuestiones a medio plazo: combinaciones extremas en la disponibilidad de recursos naturales, por ejemplo, falta de viento en las principales zonas de Europa durante el invierno, cuando la radiación solar es baja.

referencia

¹⁷ EN ESTE CASO EL SISTEMA ENERGÉTICO LOCAL SE CONVERTIRÁ EN UN SISTEMA HÍBRIDO QUE PUEDE FUNCIONAR SIN NINGÚN TIPO DE APOYO EXTERNO.

- Cuestiones a corto plazo: Desajuste significativo entre la producción solar o eólica pronosticada y la producción real, con un notable impacto sobre el funcionamiento del sistema de energía en el rango de entre 15 minutos a 3 horas.
- Pérdida de una cantidad importante de generación debido a la avería o la interrupción de la red no previstos, impacto en milisegundos. El sistema energético europeo continental está actualmente diseñado para resistir una pérdida de generación repentina máxima de 3.000 MW. Si esto es suficiente para el futuro depende, por ejemplo, de la máxima capacidad de transporte de una sola línea de transporte. Lo más probable es que en el futuro la máxima capacidad de transporte de una sola superred HVDC excederá la capacidad de 3.000 MW, por consiguiente, cuando se rediseñe el sistema de energía habrá que considerar una suficiente generación extra y/o la capacidad de la red (considerada en el informe de simulación al cargar la superred con un máximo del 70%).

3.7 opciones de transporte de la superred

En principio existen diferentes opciones técnicas para rediseñar la red de transporte terrestre. A continuación se presentan brevemente varias opciones técnicas, seguidas por una comparación general:

- HVAC (Corriente Alterna de Alto Voltaje)
- HVDC LCC (sistema de Corriente Continua de Alto Voltaje que utiliza un convertidor de conmutación de línea)
- HVDC VSC (sistema de Corriente Continua de Alto Voltaje que utiliza un convertidor de fuente de tensión)
- Otras soluciones técnicas

3.7.1 HVAC

Un transporte de alto voltaje AC (HVAC) que utiliza líneas de tendido ha resultado ser la tecnología líder en redes eléctricas.¹⁸ Su ventaja es que utiliza transformadores para incrementar el típico y bastante bajo voltaje en los generadores y obtener niveles de voltajes más altos, lo que es un enfoque bastante más barato que el de las estaciones de conversión AC/DC para las tecnologías. El transporte en largas distancias con un voltaje bajo o medio resultará en pérdidas altísimas y prohibitivas, así que la solución más rentable en general es una AC de alto voltaje (400 kV o más) en medias distancias (unos cientos de kilómetros). Al tiempo que se desarrollan los sistemas AC, se incrementa el voltaje del transporte. Por lo general, duplicar el voltaje cuadruplica la capacidad de transporte de energía. Por consiguiente, la evolución de las redes en la mayor parte de los países se caracteriza por la incorporación de capas de red con más y más altos voltajes.

Hoy día el voltaje HVAC más alto utilizado está en alrededor de 800 kV para líneas de tendido. La compañía canadiense Hydro Quebec, por ejemplo, opera un sistema de transporte masivo de líneas de tendido a 735 kV; la primera línea entró en funcionamiento en 1965. Las líneas AC a 1.000 kV y 1.200 kV se han examinado en varias instalaciones de prueba, e incluso en algunas aplicaciones comerciales a corto plazo, pero en la actualidad no se utilizan en ninguna aplicación comercial.¹⁹

Existen varios desafíos en la construcción de estas líneas y se necesita nuevo equipamiento para desarrollar dichos transformadores, disyuntores e interruptores.

La principal ventaja de un sistema basado en AC es la flexibilidad con se conecta a lo largo de la ruta la generación y la carga, lo cual es de especial relevancia si la ruta de transporte pasa por una zona altamente poblada y si muchas instalaciones de generación local están situadas en muchos puntos a lo largo de la ruta. La desventaja de los sistemas HVAC es que sus costes comparativos son más altos del transporte de alta potencia (>1.000 MW) sobre largas distancias (> 1.000 km), debido al equipamiento adicional que necesita para mantener el nivel de voltaje en las líneas de tendido, por ejemplo.

3.7.2 HVDC LCC

La ventaja del convertidor de conmutación de línea (LCC, por sus siglas en inglés) basado en conexiones de alto voltaje DC (HVDC) tiene ciertamente su acreditado historial. La primera conexión comercial HVDC LCC se instaló en 1954, entre la isla de Gotland y la Suecia continental. La conexión tenía 96 km de largo, 20 MW y utilizaba un cable submarino a 100 kV. Desde entonces, la tecnología LCC basada en HVDC se ha instalado en muchos lugares del mundo, en principio para el transporte de grandes volúmenes de energía sobre grandes distancias geográficas y para interconectar sistemas eléctricos, p. e., los diferentes sistemas insulares en Japón o Nueva Zelanda.

Otros ejemplos conocidos de la tecnología convencional HVDC son:

- La conexión Pacific DC Intertie de 1.354 km, con 3.100 MW a un voltaje DC a ± 500 kV
- La conexión Itaipu, entre Brasil y Paraguay, con 6.300 MW a un voltaje DC a ± 600 kV (2 bipolos x 3.150 MW)

La eficiencia de la conversión total de AC a DC y vuelta a AC utilizando dos convertidores de línea está entre el 97 y el 98% y depende de los detalles del diseño de las estaciones de conversión. Un sistema diseñado con un 98% de eficiencia tendrá más altos costes de inversión si se compara con uno de menor eficiencia. La ventaja de la solución HVDC LCC son las comparativamente bajas pérdidas: en orden de un 2-3% para 500 MW de transporte sobre 100 km, incluyendo las pérdidas de conversión y transporte. Además, la mayor capacidad de transporte de un solo cable, comparado con el transporte HVAC o el transporte de convertidor de fuente de voltaje, puede ser una ventaja cuando se transporta una alta potencia. La desventaja del diseño HVDC LCC es la falta de capacidad de apoyo del sistema de energía. Normalmente, una red HVAC sólida exige a ambos lados una conexión HVDC LCC. Por consiguiente, construir una red completa HVDC como espina dorsal utilizando tecnología HVDC LCC, que tiene que dar apoyo a la red subyacente HVAC, es técnicamente un desafío y solo posible con la instalación de equipamiento adicional, como Statcoms.²⁰

referencias

- 18 LOS SISTEMAS DE CABLE DE HVAC SON ACTUALMENTE MENOS ATRACTIVOS YA QUE LAS PÉRDIDAS SON MAYORES Y LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ES MENOR QUE CON LAS LÍNEAS AÉREAS DE HVAC.
19 EN EL AÑO 1986 UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA DE 1200 KV, QUE CONECTA RUSIA Y KAZAJSTÁN, EMPEZÓ A OPERAR. LA LÍNEA, SIN EMBARGO, SE RETIRÓ DE SERVICIO EN 1996.
20 STATCOM = COMPENSADORES ESTÁTICOS SÍNCRONOS.
21 TAMBIÉN CONOCIDO COMO CONVERTIDOR CONMUTADO FORZADO.

imagen SOLNOVA 1,3,4, PS10 Y PS20 LA MAYOR PLATAFORMA SOLAR DE EUROPA Y ESTÁ SITUADA EN EL ENTORNO DE SANLÚCAR LA MAYOR, SEVILLA. EN ESTE COMPLEJO DE PLANTAS ABENGOA SOLAR OPERA COMERCIALMENTE 183 MW. LA PLATAFORMA SOLAR DE TORRE, LA PRIMERA TORRE SOLAR COMERCIAL DEL MUNDO, CONSTRUIDA POR LA EMPRESA ESPAÑOLA SOLÚCAR (ABENGOA), PUEDE PROPORCIONAR ELECTRICIDAD PARA HASTA 6000 HOGARES. SOLUCAR (ABENGOA) PLANEA CONSTRUIR UN TOTAL DE 9 TORRES SOLARES DURANTE LOS PRÓXIMOS 7 AÑOS PARA SUMINISTRAR ELECTRICIDAD A UNOS 180.000 HOGARES.



© REDOND/GREENPEACE

3.7.3 HVDC VSC

El convertidor de fuente de tensión (VSC, por sus siglas en inglés) basado en tecnología HVDC capta la atención cada vez más. Esta tecnología relativamente nueva solo ha sido posible gracias a los avances en la electrónica de alta potencia, es decir, los Transistores Bipolares de Puerta Aislada (IGBT, por sus siglas en inglés). Así, la Modulación por Ancho de Pulsos (PWM, por sus siglas en inglés) puede utilizarse como convertidor VSC, frente al tiristor basado en convertidores de conmutación de línea utilizado en la tecnología convencional HVDC.

La primera conexión comercial HVDC basada en la tecnología VSC instaló ABB en la isla sueca de Gotland en 1999. Tiene 70 km de largo, con 60 MVA a ± 80 kV. La conexión se instaló principalmente para proporcionar soporte de voltaje a la gran cantidad de energía eólica instalada en el sur de Gotland.

Hoy día existen unas 10 conexiones HVDC basadas en VSC en funcionamiento en todo el mundo. Los proyectos clave son:

- En el año 2000, la Muraylink se construyó en Australia con una longitud de 180 km. Esta fue la conexión HVDC-VSC más larga del mundo hasta 2009. Tiene una capacidad de 220 MVA de DC a un voltaje de ± 150 kV
- El proyecto Bard Offshore 1 BorWind en Alemania conecta una granja eólica marina de 400 MW a la red en tierra; utiliza 203 km de cable y opera en DC a un voltaje de ± 150 kV
- El proyecto más largo HVDC-VSC es la conexión Caprivi en Namibia. Tiene 970 km de largo y opera a ± 350 kV, el nivel

de voltaje más alto hasta ahora para un proyecto HVDC-VSC, para transportar una capacidad de 300 MW.

La eficiencia total de un sistema HVDC basado en VSC es ligeramente inferior a la de un sistema HVDC- LCC, pero se espera que la eficiencia mejore en el futuro gracias a futuros desarrollos técnicos. Además, la tasa por convertidor está limitada hoy día a aproximadamente 400-500 MW, mientras que el cable a ± 150 kV transporta 600 MW. Se necesita más cable y más estaciones de conversión para una solución HVDC basada en VSC, comparada con una solución HVDC-LCC. Sin embargo, los fabricantes ya están trabajando en estaciones de conversión con potencia más alta y en cables de capacidad incrementada. Las notables ventajas de las soluciones HVDC-VSC residen en sus capacidades de apoyo al sistema de energía, como el control independiente de la potencia activa y reactiva. Además, una conexión HVDC-VSC no requiere de una red AC fuerte, incluso puede empezar con una red sin carga. Construir sobre una red central HVDC basada en VSC será técnicamente más fácil que utilizar HVDC basada en una tecnología LCC. Sin embargo, los sistemas HVDC-VSC multi-terminal también son nuevos en la industria de los sistemas eléctricos, así que habrá una curva de aprendizaje hasta llegar a ellos.

3.8 comparación de las soluciones de transporte

La Tabla 3.1 compara las tres soluciones estándar de transporte. Las capacidades técnicas de cada sistema probablemente pueden mejorarse añadiendo equipamiento adicional a la solución de sistema en general.

tabla 3.1: visión general de las tres principales soluciones de transporte

	HVAC	HVDC LCC	HVDC VSC
Capacidad máxima disponible por sistema	Cable del sistema: <ul style="list-style-type: none"> • 200 MW a 150 kV; • 350 MW a 245 kV; Líneas superpuestas: <ul style="list-style-type: none"> • 2.000 MW a 800 kV • 4.000 MW a 1.000 kV (en desarrollo) 	Cable del sistema: <ul style="list-style-type: none"> • ~ 1.200 MW Líneas superpuestas: <ul style="list-style-type: none"> • 3.150 MW a ± 600 kV • 6.400 MW a ± 800 kV (en desarrollo) 	Cable/Superpuesta: <ul style="list-style-type: none"> • 400 MW • 500 - 800 MW anunciados
Nivel de voltaje	Cable del sistema: <ul style="list-style-type: none"> • Realista: hasta 245 kV, Posible: cables cortos hasta 400 kV Líneas superpuestas: <ul style="list-style-type: none"> • Hasta 800 kV • bajo 1.000 kV desarrollo 	Cable del sistema: <ul style="list-style-type: none"> • Hasta ± 500 kV Líneas superpuestas: <ul style="list-style-type: none"> • Hasta ± 600 kV • bajo ± 800 kV desarrollo 	Cable: <ul style="list-style-type: none"> • Hasta ± 150 kV, voltajes más altos anunciados Líneas superpuestas: <ul style="list-style-type: none"> • Hasta ± 350 kV
Capacidad de distancia de transporte dependiendo	Sí	No	No
Pérdidas totales del sistema	Dependiendo distancia	2 - 3 % (más requerimientos de servicios auxiliares terrestres)	5 - 10 %
Capacidad de arranque	(Sí)	No	Sí
Capacidad técnica de apoyo de la red	Limitado	Limitado	Amplio abanico de posibilidades.
Requerimientos de espacio para subestaciones.	Pequeño	Depende de la capacidad. Convertidos mayor que VSC.	Depende de la capacidad. Convertidor más pequeño que LCC pero mayor de una subestación HVAC.

fuentes ENERGYNAUTICS/GREENPEACE/TESKE 2014 - POWER[R] 2030.



El coste de transportar la electricidad está dominado por los costes de inversión en las líneas de transporte y por las pérdidas de electricidad durante el transporte. En la actualidad, las líneas de tendido predominan, ya que sus costes son el 20% de los costes para cables de tierra. Las pérdidas en el transporte por líneas de tendido HVAC son casi del doble de las de las líneas HVDC. Por otra parte, el coste de las líneas de tendido es similar al de niveles de voltaje más bajos, pero a 800 kV las líneas HVDC son mucho menos caras que las comparables líneas AC. Además, las estaciones convertidoras AC/DC para tecnología HVDC son considerablemente más caras que las estaciones transformadoras de los sistemas AC. Por lo tanto, para distancias más cortas y voltajes más bajos las líneas AC suelen ser la solución más económica, mientras que las HVDC se aplican a distancias que superan los 500 km (véase Gráfico 3.3).

El diseño de sistema más económico suele ser una combinación de tecnología HVAC y HVDC. HVAC es una solución rentable y flexible en distancias medias (hasta 1.000 km), por ejemplo para distribuir energía a lo largo de la ruta a diferentes centros de carga o para recoger de forma local la generación distribuida y transportar el superávit de electricidad a otras regiones. La tecnología HVDC puede utilizarse como una estructura de red superpuesta para transportar grandes volúmenes de energía, por ejemplo, en grandes capacidades, sobre largas distancias a zonas donde se necesita la energía. La superred HVDC solo tendrá un número muy limitado de puntos de conexión, porque los costes de una subestación (estación convertidora) son notables.

Además, una solución HVAC exigirá muchas más líneas que las soluciones HVDC. Por ejemplo, el transporte de 10.000 MW o 10 GW puede realizarse con dos líneas a 800 kV y aplicando la tecnología HVDC-LCC, mientras que transportar la misma potencia con 800 kV de AC requeriría cinco líneas. Para una capacidad de transporte dada de 10 GW, el equipamiento extra de líneas de tendido HVDC puede ser cuatro veces menor que para líneas HVAC (Gráfico 3.4). Mientras que una línea HVAC de 800 kV necesitaría un ancho de 425 metros sobre el total de la longitud de una conexión eléctrica de 10 GW, una línea HVDC de la misma capacidad solo requerirá un ancho de banda de 100

gráfico 3.3: comparación del coste de inversión utilizando líneas de tendido AC y DC

EL PUNTO DE EQUILIBRIO FINANCIERO NORMALMENTE ESTÁ ENTRE LOS 500 Y LOS 1.000 KM.

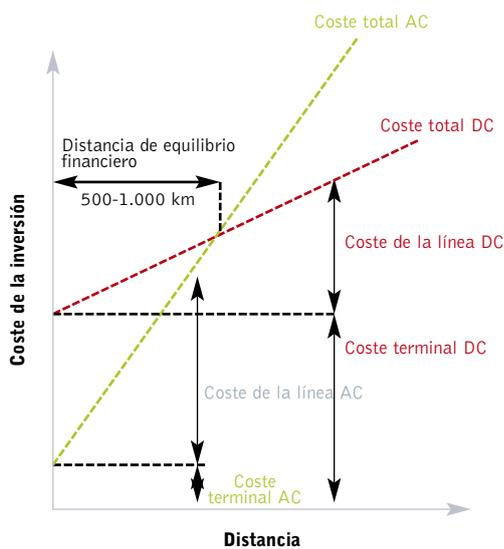


gráfico 3.4: comparación de número necesario de pilones en paralelo y del espacio de transporte de 10 GW de capacidad eléctrica.

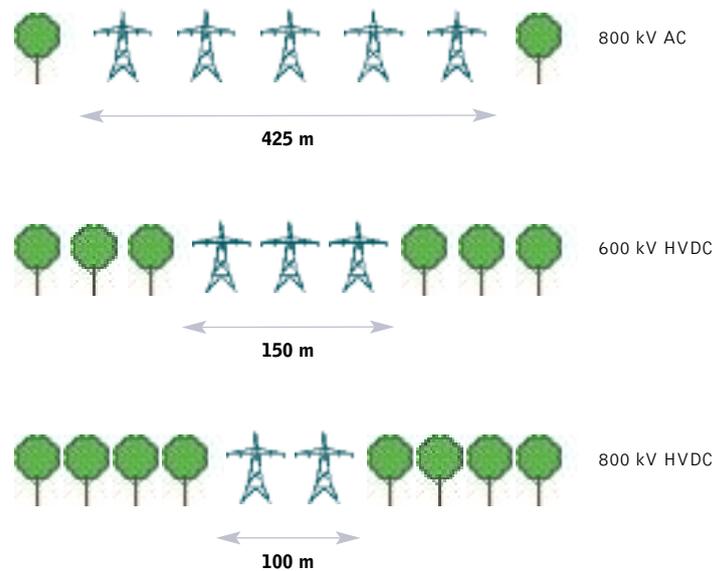


imagen RIFFGAT BORKUM, TAMBIÉN CONOCIDO COMO OWP RIFFGAT ES UN PARQUE EÓLICO MARINO EN CONSTRUCCIÓN A 15 KILÓMETROS AL NORTE-OESTE DE LA ISLA ALEMANA DE BORKUM. LAS TURBINAS OCUPARÁN UN ÁREA DE 6 KILÓMETROS CUADRADOS. ESTARÁ FORMADO POR 30 TURBINAS CON UNA CAPACIDAD TOTAL DE 108 MEGAVATIOS (MW), Y SE ESPERA QUE GENERE ELECTRICIDAD SUFICIENTE PARA 112.000 HOGARES.



metros. Esto conduce a diferencias sustanciales en el impacto medioambiental de ambas tecnologías.

La ventaja final de utilizar la tecnología HVDC es que es más fácil de soterrar una superred HVDC completa utilizando cables HVDC. Este enfoque será más caro, pero seguir las rutas de transporte (por ejemplo, tirando cables a lo largo de autopistas, líneas de ferrocarril o incluso en los ríos) permitirá un rápido despliegue de la infraestructura de la superred HVDC y una reducción del impacto visual de la instalación.



en las redes [R]evolución 2030



GREENPEACE

Greenpeace 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
+34 91 444 14 00

www.greenpeace.es