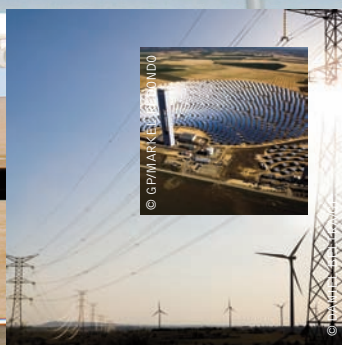


[r]enovables

24/7

LA INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA SALVAR EL CLIMA



© GREENPEACE / MARKEL REDONDO

EREC
CONSEJO EUROPEO DE
ENERGÍAS RENOVABLES

GREENPEACE

prólogo



¿Red inteligente o superred, centrales de energías renovables descentralizadas o centralizadas? El futuro de nuestro suministro energético es un tema candente, con múltiples opciones de alta tecnología donde escoger.

Los mercados de la energía solar y eólica han seguido creciendo a pesar de la crisis económica. Y ante este continuo aumento de la generación de energía con renovables surge una pregunta: ¿cómo transportamos e integramos las fuentes de energía renovables en las redes eléctricas existentes? ¿Nos quedaremos sin luz si el viento no sopla y no brilla el sol? ¿Necesitamos aún energía nuclear o del carbón que actúe como carga base y como reserva para la energía solar y eólica?

Se necesita en todos los países una infraestructura respetuosa con el clima.

El momento de crear nuestra 'infraestructura respetuosa con el clima' –con redes inteligentes interconectadas y tuberías para agua caliente y calefacción centralizada– es ahora. Las diferentes oportunidades están listas para países industrializados y para aquellos en desarrollo. Mientras que los países industrializados de Norteamérica, Europa y Australia tienen que reforzar redes de 40 y 50 años, los países en desarrollo, especialmente China e India, se encuentran en proceso de nueva creación de las suyas.

prólogo
resumen ejecutivo
introducción

2
4
7

1 energía renovable y sistemas híbridos 12
2 redes inteligentes 24
3 superred – interconexión de redes inteligentes 39

4 superred: simulación de la [r]evolución energética para europa 45
5 apéndice 70

índice

Pero no tenemos que comenzar de cero. Ni las 'redes inteligentes' ni las 'superredes' son algo nuevo. Podemos pasar poco a poco de la infraestructura de hoy día a redes más inteligentes. Para convertir la red existente de una ciudad en una red inteligente sólo hay que añadir inteligencia. En muchos casos no se necesitan nuevos cables, sólo un sistema de control gestionado por Tecnologías de la Información (TI) que permita a las compañías eléctricas gestionar la producción descentralizada de energía en línea con la demanda local.

Al ir formándose una red más amplia de estas redes inteligentes de ciudad a ciudad y de un país a otro, se crea una superred.

Hoy es posible cubrir el 50% de las necesidades energéticas con energía eólica

El 7 de noviembre de 2009, la energía eólica abasteció más de la mitad de la demanda eléctrica en España durante toda una noche. La cuota de energía eólica alcanzó varias veces el 53%, se estabilizó por encima del 50% entre las 3:00 de la mañana y las 8:30 de la tarde y se alcanzó una cifra récord de 11.546 MW de generación simultánea de energía eólica. Hechos como éste se producirán cada vez más en muchos países de todo el mundo, especialmente en líderes en renovables como Dinamarca, Alemania y España.

Este hecho demuestra que aún hay mucho 'espacio' en la red y ninguna razón para ralentizar el desarrollo de la energía renovable. Al contrario, es el momento de empezar a evolucionar la red para convertirla en un sistema de distribución eléctrica más flexible para que puedan sostenerse niveles incluso mayores. Esto conlleva un cambio de un sistema eléctrico rígido, inflexible y accionado por la 'carga base' a un sistema interconectado más inteligente.

Este informe, [R]enovables 24/7 – La infraestructura necesaria para salvar el clima, es uno de los informes más técnicos de la serie de escenarios de la [R]evolución Energética. Por primera vez hemos encargado un análisis detallado de nuestro propio escenario y de cómo debe cambiar la red para poder implantar un sistema de distribución eléctrica más respetuoso con el clima; uno donde el 90% de la energía proceda de fuentes renovables. Para compilar el informe, Energynavics, una compañía de investigación líder en el campo de la

Integración de la red, comparó 30 años de datos meteorológicos con curvas de demanda anual en Europa cada 15 minutos.

¿Garantizará el mix de la [R]evolución Energética en el año 2050 una distribución segura y continuada de energía?

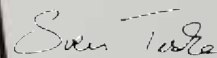
¡La respuesta es sí! Este análisis demostró que hay sólo un 0,4% de posibilidades, o 12 horas al año, en las que la alta demanda coincida con una baja generación de energía eólica y solar. Durante los últimos 30 años hemos visto que sólo coincidieron con una alta demanda tres eventos extremos con la ausencia de sol o con unas velocidades del viento inusualmente bajas: agosto de 2003, noviembre de 1987 y enero de 1997.

De todas formas se hace necesaria la creación de nuevas conexiones por cable entre países para poder integrar parques eólicos marinos de zonas ventosas con centrales solares térmicas de concentración en desiertos. Este informe elabora un primer borrador de una posible expansión de la red, aunque se necesita más investigación para desarrollar la infraestructura más efectiva, moderna y respetuosa con el clima. Este informe es la contribución de Greenpeace a este debate y apreciamos que es sólo uno de los conceptos posibles, que tendrá que competir con otros y evolucionar con el tiempo.

No hay que olvidar la necesidad de un marco político diferente que permita implantar cualquier nueva infraestructura. Para hacer frente al cambio climático se requiere un cambio drástico en la generación de energía a escala global, incluyendo las redes eléctricas que lo soportan.



Arthouros Zervos
CONSEJO EUROPEO DE ENERGÍAS
RENOVABLES (EREC)



Sven Teske
CLIMATE & ENERGY UNIT
GREENPEACE INTERNATIONAL
NOVIEMBRE DE 2009

Greenpeace International, Consejo Europeo de Energías Renovables (EREC)

fecha Noviembre de 2009. **EREC** Arthouros Zervos, Christine Lins. **Greenpeace International** Sven Teske, Project Manager. **autores** Dr. Thomas Ackermann, Dr. Eckehard Tröster, Rebecca Short, Sven Teske. **editor** Rebecca Short, Dörte Müller. **investigación** Dr. Thomas Ackermann, Dr. Eckehard Tröster, energynavics GmbH, Mühlstraße 51, 63225 Langen, Alemania. **diseño y montaje** onehemisphere, Suecia, www.onehemisphere.se

contacto Greenpeace International: Sven Teske; sven.teske@greenpeace.org

para más información sobre los escenarios global, regional y nacional. Visite la página Web de la [R]evolución energética: www.energyblueprint.info/

Publicado por Greenpeace International. Traducción al castellano: Greenpeace España.

referencias

1 POSTERIORMENTE A LA REDACCIÓN DE ESTE TEXTO, SE ALCANZÓ UN NUEVO RÉCORD LA MADRUGADA DEL 30 DE DICIEMBRE QUE LLEGÓ AL 54,1% DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

resumen ejecutivo

"TENEMOS FUENTES DE ENERGÍA SOLAR, EÓLICA, GEOTÉRMICA Y RÍOS CAUDALOSOS DISPONIBLES AHORA MISMO, Y ENERGÍA OCEÁNICA, BIOMASA Y EFICIENTES TURBINAS DE GAS LISTAS PARA CREAR ENORMES SUMINISTROS ENERGÉTICOS EN EL FUTURO."



imagen PARQUE EÓLICO MARINO, COPENHAGUE (DINAMARCA).

las redes mantienen en funcionamiento los sistemas eléctricos

La red es en muchos casos la parte más ignorada del sistema eléctrico. El mundo desarrollado cuenta con un gran número de redes eléctricas, que suministran energía a casi el 100% de la población, pero en algunas regiones en desarrollo existen muchas áreas rurales que van sobreviviendo con redes poco fiables o electricidad local sucia, por ejemplo, procedente de diésel, con un coste desmesurado para las pequeñas comunidades.

Nuestro futuro en este planeta depende de un cambio radical de nuestro sistema de generación energética hacia fuentes de energía limpias en el mundo, como se afirma en el informe de Greenpeace [R]evolución Energética. Pero las redes que llevan la electricidad a nuestros hogares y fábricas fueron diseñadas para centrales eléctricas grandes y centralizadas que funcionan ahora con enormes cargas. Esto genera lo que se conoce como energía 'en carga base'. Hasta ahora la energía renovable ha tenido que encajar como una pequeña contribución extra en el mix energético y adaptarse a las condiciones de la red bajo la que opera.

Algunos críticos de la energía renovable afirman que ésta no será capaz nunca de generar suficiente energía para abastecer nuestro uso energético actual, por no hablar del crecimiento previsto de la demanda energética. La razón de esto es que se basa principalmente en fuentes naturales, como el viento y el sol, que no parecen estar disponibles las 24 horas del día.

En este informe se demuestra lo erróneo de esa teoría.

Tenemos fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y ríos caudalosos disponibles ahora mismo, y energía oceánica, biomasa y eficientes turbinas de gas listas para crear enormes suministros energéticos en el futuro. Las tecnologías inteligentes pueden seguir y gestionar patrones de uso energético actuales, ofrecer una energía flexible que se adapte a la demanda a lo largo del día, que emplee mejores opciones de almacenamiento y agrupe a los clientes para formar baterías virtuales. Con todas estas soluciones podemos garantizar y asegurar el futuro energético con renovables para evitar las catástrofes que conlleva el cambio climático. Sólo necesitamos redes inteligentes para aunar todo esto y 'mantener las luces encendidas'.



las redes inteligentes pueden gestionar la energía renovable

Una red inteligente es una red de electricidad que conecta fuentes de energía renovables descentralizadas y de cogeneración y distribuye energía de una manera altamente eficiente. Utilizan recursos energéticos distribuidos y avanzadas tecnologías de comunicación y control para suministrar electricidad de una manera más eficiente en materia de costes, con menos incidencia de los gases de efecto invernadero (GEI) y en respuesta a las necesidades de los consumidores. En general, se combinan formas más pequeñas de generación de electricidad con la gestión energética para equilibrar la carga de todos los usuarios del sistema. Los pequeños generadores de energía renovable pueden situarse más cerca de los usuarios en lugar de tener una fuente centralizada de gran volumen y a una considerable distancia.

Las redes inteligentes son una forma de generar enormes cantidades de energía renovable sin emisiones de gases de efecto invernadero en el sistema y también de dismantlar fuentes de energía centralizadas más antiguas. Avanzadas tecnologías de control y gestión de la red eléctrica hacen que, en conjunto, funcionen más eficientemente, lo que se aplica tanto a un sistema completo, como el de Dinamarca, como a una pequeña población en las islas del Pacífico.

de las pequeñas cosas nacen grandes proyectos

Los sistemas híbridos, y hasta cierto punto las microrredes, son conceptos para comunidades isleñas y rurales donde se vinculan varios generadores pequeños, como aerogeneradores o paneles FV (fotovoltaicos) y se controlan de forma centralizada para generar suficiente energía para todos.

Cuando hablamos de este tipo de distribución eléctrica vemos la belleza de lo pequeño (y también la economía de su funcionamiento). En zonas remotas pueden lograrse importantes ahorros al cambiar del diésel a la energía renovable. Greenpeace presenta un método para unir varios sistemas eléctricos de diferentes islas para atraer más financiación inicial de fuentes internacionales. En el capítulo 1 sobre sistemas híbridos y microrredes se puede encontrar información más pormenorizada.

ser inteligente, gestionar la demanda

Las redes inteligentes pueden ayudar a generar cantidades muy grandes de energía renovable en el sistema, manteniendo a la vez una distribución fiable y segura.

La energía renovable 24/7 es técnica y económicamente posible; simplemente se necesita la política y la inversión comercial adecuadas para ponerlo en marcha. La gestión de la demanda es una parte crucial: básicamente significa apagar o reducir en lugar de aumentar el suministro.

En el capítulo 2 se explica el significado de la gestión de la demanda y se ofrecen algunos ejemplos reales para reimaginar la operación de la red para utilizar un suministro flexible. No tenemos que quedarnos con el modelo de generación en carga base. Los usuarios de la electricidad pueden actuar juntos para eliminar la rigidez de un sistema, como el ejemplo práctico donde cientos de cámaras frigoríficas o miles de propietarios de coches eléctricos forman gigantes baterías virtuales y

consiguen ahorrar energía para todos.

Cuando se analizan escenarios reales, como el caso de España, donde se están incorporando al sistema crecientes cantidades de energía solar, las centrales eléctricas grandes, inflexibles, nucleares o de combustible fósil no combinan bien con la energía renovable.

superred – conexión inteligente de puntos

Las redes inteligentes y las superredes no son ciencia ficción, son una evolución de las redes de hoy día. Por ello no hay que empezar de cero. De hecho, se encuentran ya en desarrollo y en despliegue varios tipos de sistemas de alta tensión adecuados para conexiones a larga distancia. Con las superredes podemos conectar de manera efectiva áreas de alta demanda, como Europa central, con áreas de gran suministro, como el norte de África, y ofrecer una distribución energética más sostenible, e ingresos económicos para todos.

modelado europeo – la red puede soportar la [R]evolución Energética

Este informe incluye un análisis del escenario de la [R]evolución Energética de la Europa de los 27² donde se observa que eventos climatológicos extremos donde se produzca una disminución importante de energía solar y eólica son raros, quizá una vez al año. La conclusión es que podemos evolucionar hacia una superred más inteligente y expandir los suministros energéticos renovables a la vez. No hay razón para interrumpir la expansión de la energía renovable mientras esperamos a crear redes mejores.

recomendaciones políticas

hacia una infraestructura respetuosa con el clima: redes inteligentes interconectadas Es técnicamente posible operar un sistema eléctrico con más del 90% de renovables y garantizar la seguridad de un suministro ininterrumpido las 24 horas al día, siete días a la semana, 365 días al año. Esta es la razón por la que el título de este informe es [R]enovables 24/7. El problema es que el sistema de redes existente en la mayoría de los países industrializados tiene más de 40 años, lo que hace necesario reforzar esta importante infraestructura. Para poder prepararse para una elevada contribución de renovables tenemos que trabajar para crear una red interconectada e inteligente.

En este documento se aborda la postura de Greenpeace sobre interconexiones eléctricas que traspasen fronteras y se hace hincapié en las ventajas que conlleva un sistema eléctrico más interconectado y en las desventajas de un sistema con un alto porcentaje de energías sucias. Greenpeace pide un incremento de las interconexiones eléctricas internacionales y la creación de 'redes inteligentes' necesarias para operar fuentes de energía renovables descentralizadas y centrales de cogeneración. La red actual debe actualizarse para crear un sistema de redes inteligentes conectadas que sea capaz de poner en marcha la [R]evolución Energética: la salida de la crisis del clima. Para poder implantar esta infraestructura del clima tan necesaria se necesitan los siguientes cambios políticos:

ventajas de un sistema más interconectado y más inteligente

Greenpeace considera que una mayor capacidad de interconexión

referencias

2 EL ANÁLISIS INCLUYE NORUEGA, SUIZA, ASÍ COMO LOS PAÍSES DE LA UE-27

eléctrica transfronteriza aporta ventajas en términos de seguridad de suministro, eficiencia energética y desarrollo de un sistema eléctrico basado en renovables:

- **seguridad de suministro:** un sistema interconectado permite incrementar la seguridad del suministro, ya que, para la misma potencia instalada, hay más opciones para gestionar el sistema asegurando la cantidad y la calidad de la cobertura de la demanda. Por ejemplo, ante picos de demanda, los países podrían importar electricidad de otras zonas geográficas en función de sus necesidades, y esto reforzaría la seguridad del suministro eléctrico.
- **eficiencia energética:** un sistema más interconectado permite un mejor uso de la potencia instalada, evitando la necesidad total de energía eléctrica producida. Se logra un efecto similar con la gestión de la demanda, lo que significa el cambio de la demanda para adaptarla al suministro, en lugar de al revés. Explotando estos efectos puede reducirse de manera sustancial la producción de energía eléctrica convencional tan contaminante.

energías renovables Se hace necesario lograr unas reducciones de las emisiones globales de al menos un 30% para 2020 y un 80% para 2050 si no queremos vernos abocados a los niveles más peligrosos del cambio climático. Para alcanzar estos objetivos, las fuentes de energía renovables deberán tener una contribución mucho mayor a nuestro suministro de electricidad, al menos un 50% para 2030 y acercándonos al 100% para 2050.

Una contribución a gran escala de las renovables requiere mejoras de infraestructura de la red de transmisión, tanto en el sistema eléctrico nacional como en las interconexiones transfronterizas, para poder equilibrar la generación y la demanda de energías variables en cada región y transmitir la energía renovable generada por instalaciones en alta mar y centrales termosolares de gran tamaño. A su vez, el sistema de generación más distribuida con instalaciones de energía renovable grandes y a pequeña escala requiere un diseño y una operación del sistema de distribución y transmisión más inteligentes.

exigencias de Greenpeace para el desarrollo de la tecnología de redes inteligentes y el aumento de las conexiones eléctricas internacionales El desarrollo de una red inteligente es una 'infraestructura para la protección del clima' esencial para incorporar fuentes de energía renovable distribuida y variable en el sistema eléctrico y maximizar la eficiencia energética. Debe desarrollarse específicamente pensando en lograr ambos objetivos.

A su vez, una mayor capacidad de interconexión aporta un sinnúmero de ventajas en la seguridad de suministro, la eficiencia energética y económica y el desarrollo de un sistema basado en energía renovable. Greenpeace está a favor de una red más interconectada y vinculada a un plan energético adecuado enfocado en criterios sustancialmente ecológicos.

Además, el sistema de planificación actual se basa en un enfoque hacia el suministro y no en un enfoque hacia la gestión de la demanda, y funciona principalmente a base de energías sucias. La apertura de nuevas líneas de interconexión sin condiciones favorece a las energías sucias e impide el ahorro energético.

Para promover el desarrollo del sistema de redes, Greenpeace exige que:

- Los gobiernos, como prioridad clave, implanten por ley objetivos energéticos de obligado cumplimiento a medio-largo plazo, específicamente:

- **Incrementar la eficiencia energética** para reducir la demanda total.
- Incrementar la contribución de las renovables según los escenarios de la [R]evolución Energética.
- Un calendario para el desmantelamiento gradual y urgente de las centrales nucleares y de carbón.
- Flexibilidad del sistema eléctrico para que pueda integrar a gran escala la energía renovable fluctuante. No debe concederse licencia a nuevas centrales nucleares o de carbón, y las centrales existentes deben ser sustituidas progresivamente por centrales altamente eficientes y más descentralizadas.
- La energía renovable debe tener garantizado el acceso prioritario a la red.
- El acceso a la capacidad de intercambio disponible en un determinado momento debe ser totalmente transparente y la transferencia de energía procedente de fuentes renovables debe tener preferencia siempre, en ambos sentidos.
- El diseño de las redes de distribución y de transmisión, en particular para interconexiones, debe guiarse por el objetivo de facilitar la integración de las renovables y lograr un sistema que se acerque lo más posible al 100% renovable.
- Deben establecerse garantías que excluyan la posibilidad de transferir electricidad de origen nuclear por las nuevas interconexiones.
- Al planificar nuevas interconexiones, se debe explotar lo más posible la infraestructura existente. Cuando no sea posible, se deben tener en cuenta todas las consideraciones medioambientales, utilizando un análisis global y exhaustivo, para que las nuevas instalaciones tengan un mínimo impacto medioambiental. Para lograrlo, las interconexiones deben tener un Informe de Impacto Ambiental (EIS) favorable en todos los casos donde resulte de obligado cumplimiento, y debe cumplir con todas las condiciones y medidas correctivas incluidas en el EIS. El Informe de Impacto Ambiental debe incluir la opción de soterrado de las líneas, junto con todas las demás alternativas posibles. Los criterios ambientales deben prevalecer por encima de los criterios económicos.
- Se debe implantar una separación patrimonial completa entre las empresas que poseen redes de suministro (transporte o distribución) y las empresas generadoras. Los operadores de los sistemas de transmisión y de los sistemas de distribución deben poner a disposición de los consumidores todos los datos de la red relevantes para que instituciones independientes puedan desarrollar conceptos para la optimización de la red.
- Para la construcción de nueva capacidad de transmisión y distribución, se debe dar prioridad a los cables soterrados, en lugar de a las líneas de alta tensión terrestres.
- El Gobierno debe crear unas condiciones marco apropiadas para apoyar y expandir la gestión de la demanda.
- Los proyectos piloto regionales deben promover una mayor optimización y demostración de la tecnología de redes inteligentes, centrales virtuales y gestión de la demanda altamente desarrollada.
- Los sectores del transporte (por ejemplo, los vehículos eléctricos) deben integrarse cada vez más en las estrategias de suministro energético nacionales y regionales.
- Se deben acordar normas de comunicación para redes inteligentes.

Introducción

"EN EL FUTURO TENDREMOS QUE CAMBIAR LAS REDES PARA QUE NO SE BASEN EN GRANDES CENTRALES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES, SINO EN ENERGÍA LIMPIA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES, COMO LA EÓLICA, LA SOLAR, LA HIDRÁULICA Y LA BIOMASA."



imagen EL PARQUE EÓLICO DE MARANCHÓN EN GUADALAJARA (ESPAÑA) ES EL MAYOR DE EUROPA, CON 104 GENERADORES QUE PRODUCEN ANUALMENTE EN CONJUNTO 208 MEGAVATIOS DE ELECTRICIDAD, SUFICIENTE PARA ABASTECER A 590.000 PERSONAS. EL PARQUE PRODUCE ANUALMENTE LA ELECTRICIDAD EQUIVALENTE A 100.000 TONELADAS DE PETRÓLEO, ELIMINANDO ASÍ LA EMISIÓN DE 430.000 TONELADAS DE CO₂.

La 'red' de electricidad es el nombre colectivo dado a todos los cables, transformadores e infraestructura que transportan electricidad desde las centrales eléctricas hasta los usuarios. En todas las redes se pierde parte de la energía durante su recorrido, lo que hace muy ineficiente la distribución.

El sistema existente de transmisión y distribución de la electricidad fue diseñado y planificado hace unos 40 - 60 años. En todo el mundo desarrollado las redes se construyeron con grandes centrales eléctricas en el centro, con líneas de alta tensión de corriente alterna (CA) que llegan hasta las áreas donde se usa la energía. Una 'red de distribución' más pequeña lleva la corriente hasta los consumidores finales. Esto se conoce como un sistema de red centralizada, y las fuentes energéticas son principalmente centrales térmicas de carbón y de gas. Los sistemas soportaban una enorme industrialización en las ciudades y también llevaban electricidad a las zonas rurales de la mayor parte del mundo desarrollado.

En el futuro debemos cambiar las redes para que no tengan que basarse en grandes centrales eléctricas convencionales, sino en energía limpia procedente de fuentes como la eólica, la solar, la hidráulica y la biomasa. Normalmente son centrales eléctricas más pequeñas que se distribuirán por la red, y también concentradas en grandes centrales como los parques eólicos marinos. Ejemplos de grandes generadores del futuro son los enormes parques eólicos del

Mar del Norte y las grandes áreas de tierra cubiertas de espejos concentradores para generar energía en el sur de Europa o África.

El reto al que nos enfrentamos es cómo integrar fuentes de nueva generación y, a la vez, dismantelar la mayoría de las centrales convencionales de gran escala, manteniendo a la vez un suministro ininterrumpido de electricidad. Para ello se necesitarán nuevos tipos de redes y de arquitectura de sistemas eléctricos. Las principales tecnologías de nuevo cuño necesarias deben equilibrar las fluctuaciones de la demanda y la generación de electricidad.

Hoy en día contamos con un gran número de nuevas medidas, como la gestión de la demanda, unas avanzadas previsiones meteorológicas y el almacenamiento de la energía; sólo tenemos que ponerlas en marcha.

Los elementos claves de la nueva arquitectura de un sistema eléctrico son las microrredes, las redes inteligentes y un número de interconexiones para crear una superred efectiva. Las tres primeras secciones de este informe ofrecen información sobre las tecnologías y la economía de cada uno de esos sistemas. En la sección final se analiza el estudio que aplicó el escenario de la [R]evolución Energética de Greenpeace para Europa y se estudia qué volumen debe tener la superred marina para soportarlo.

definiciones

Sistema híbrido es el término utilizado para definir el nuevo suministro de electricidad en islas o para llevar la electricidad a las zonas rurales, especialmente en los países en desarrollo. En el futuro podrán conectarse varios sistemas híbridos formando microrredes capaces de soportar las funciones de la red inteligente, por ejemplo, activando centrales eléctricas virtuales que pueden utilizarse para estabilizar una generación variable.

En los países en desarrollo pueden crearse sistemas híbridos para localizaciones remotas o islas; son más sencillos que las microrredes, y pueden constituir un paso más hacia una microrred, cuando se actualizan y se integran en un sistema eléctrico.

Red inteligente es una red eléctrica que conecta fuentes de energía renovables descentralizadas y de cogeneración y distribuye energía de una manera altamente eficiente. Es una red de electricidad que utiliza recursos energéticos distribuidos y avanzadas tecnologías de comunicación y control para suministrar electricidad más económica, con menos emisiones de gases de efecto invernadero y en respuesta a las necesidades de los consumidores. Generalmente se combinan formas más inteligentes de generación de electricidad con la gestión energética para equilibrar la carga de todos los usuarios del sistema. Los pequeños generadores son los aerogeneradores, turbinas eólicas, paneles solares, microturbinas, celdas de combustible y plantas de cogeneración (producción combinada de calor y energía). Estos tipos de fuentes de energía pueden ubicarse más cerca de los usuarios, en lugar de una fuente centralizada grande y alejada. Las redes inteligentes permiten introducir en el sistema enormes cantidades de energía renovable sin emisiones de gases de efecto invernadero y también desmantelar fuentes de energía centralizadas más antiguas.

Avanzadas tecnologías de control y gestión de la red eléctrica hacen que, en conjunto, funcionen más eficientemente, como los contadores inteligentes de luz que indican uso y costes en tiempo real y pueden responder a la comunicación remota y a los precios dinámicos de la electricidad.

Superred es la interconexión de gran tamaño entre países, basada generalmente en tecnología HVDC (de Alta Tensión en Corriente Continua), o entre áreas con gran demanda y gran oferta. Un buen ejemplo es la interconexión de todas las centrales eléctricas renovables de gran tamaño del Mar del Norte o una conexión entre el sur de Europa y África donde puede exportarse energía a ciudades más grandes desde puntos con grandes recursos locales disponibles.

una visión

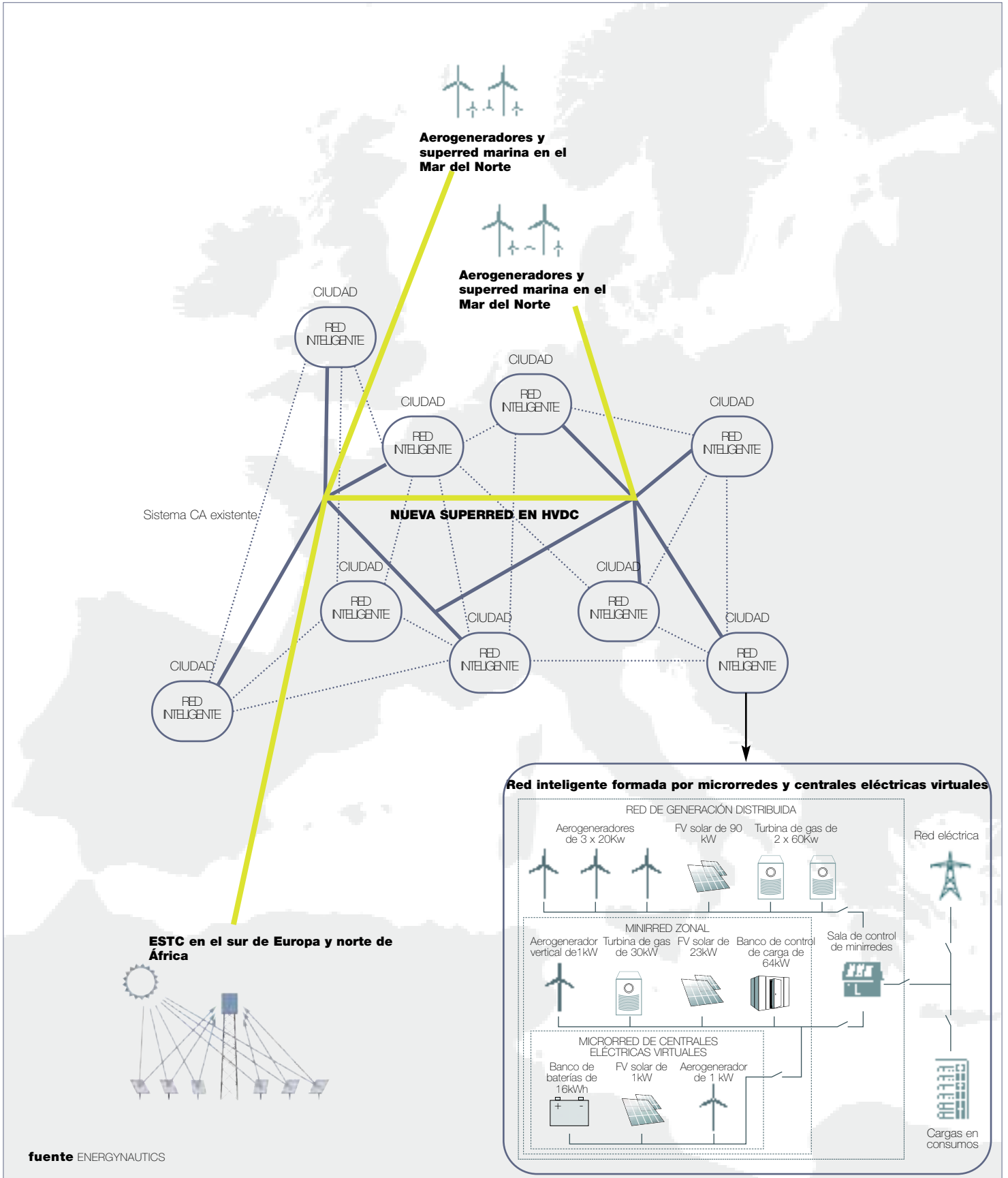
La creación de redes inteligentes es un enfoque total; no se limita a una red de distribución en particular. Las microrredes, y con ellas también las redes inteligentes, utilizan nuevas infraestructuras de monitorización y de control montadas en redes de distribución utilizando recursos de generación de energía locales; por ejemplo, combinaciones de paneles solares, microturbinas, celdas de combustible, eficiencia energética y tecnología de información/comunicación para controlar las cargas.

La superred es un concepto que ayuda a garantizar la seguridad de suministro en todo momento. En un sentido amplio, el concepto implica microrredes distribuyendo electricidad en función de la demanda local, a redes inteligentes equilibrando la demanda en una región, y superredes operando para transportar grandes cargas energéticas entre zonas. Los tres tipos de sistemas se complementan e interconectan entre sí.

El escenario presentado en el capítulo 4 establece una forma de suministrar el 90% de la electricidad europea con energías renovables, como parte de un mix energético global para poder conseguir la reducción de gases de efecto invernadero necesaria para evitar el cambio climático tan peligroso para todos. En el estudio se responde a preguntas como '¿qué infraestructura de superredes se necesita para mantener una distribución eléctrica ininterrumpida cuando el 90% de la demanda de electricidad en Europa proceda de renovables?' Realiza un rastreo de las situaciones meteorológicas extremas producidas en Europa durante los últimos 25 años para analizar qué capacidad necesitaría la superred marina y dónde debería ubicarse, con el fin de equilibrar los recursos locales de renovables disponibles con grandes potenciales de generación como el viento del Mar del Norte y el sol del sur de Europa.



figura 1: visión general del futuro sistema eléctrico con gran protagonismo de las renovables



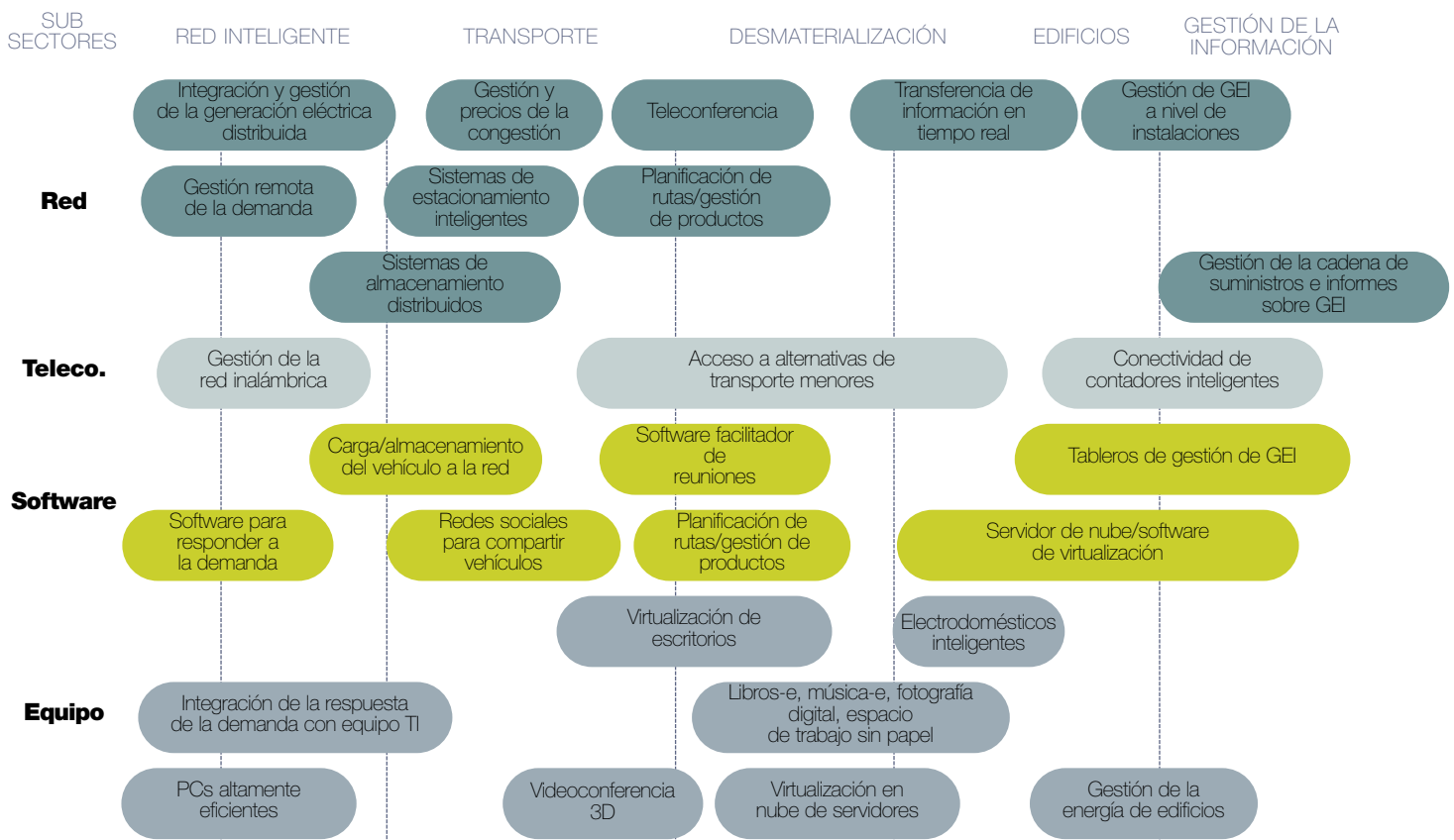
un gran papel para el sector de las TI

Greenpeace lleva a cabo una campaña bajo el nombre ‘Cool IT’³ cuyo objetivo es presionar al sector de las Tecnologías de la Información (TI) para que las tecnologías abordadas en este informe lleguen a hacerse realidad. Los gigantes de las telecomunicaciones y del sector de la tecnología tienen el poder para crear la red inteligente, y para llevarnos ya hasta un futuro energético limpio.

Hay muchas oportunidades para el sector de las tecnologías y las comunicaciones en la redefinición de la red eléctrica, una red que tendrá un aspecto totalmente distinto al que conocemos ahora. La red inteligente se alimenta de diversas fuentes y puntos, por lo que se basa en la recogida y el análisis de un gran número de datos. Esto requiere el uso de programas de software, hardware y redes de datos capaces de devolver datos y responder de forma rápida a la información que contienen.

Varias compañías de TI claves están trabajando para mejorar las redes eléctricas en el mundo. También hay cientos de empresas que podrían implicarse potencialmente en la creación de la red inteligente, desde compañías de telecomunicaciones, como Deutsche Telecom, o AT&T, hasta proveedores de software, como Cisco o Google, y proveedores de hardware, como Fujitsu e IBM, junto con muchas otras.

figura 2: oportunidades de las soluciones TIC (Tecnología de la Información y la Comunicación)



fUENTE GREENPEACE

referencias

³ EN INGLÉS, EL SIGNIFICADO ES DE DOBLE SENTIDO: “ENFRÍALO” Y “TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN GUAY”

imagen ANDASOL 1, GRANADA (ESPAÑA) ES LA PRIMERA CENTRAL SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN CON TECNOLOGÍA DE CANAL PARABÓLICO COMERCIAL DE EUROPA. ESTA CENTRAL ABASTECERÁ A 200.000 USUARIOS DE ELECTRICIDAD RESPETUOSA CON EL CLIMA Y AHORRará UNAS 149.000 TONELADAS DE DIÓXIDO DE CARBONO AL AÑO COMPARADO CON UNA CENTRAL TÉRMICA DE CARBÓN MODERNA.



Al mismo tiempo, se demandan sistemas de información y de medición inteligentes en el lado del consumidor. Esta información mejorada de la gestión energética es necesaria para monitorizar cualquier recurso local, como un sistema fotovoltaico privado, lo que garantiza que este recurso es gestionado y cualquier excedente convenientemente es vendido a la red. Si los usuarios de la energía cuentan con datos en tiempo real sobre sus patrones de consumo energético y de los electrodomésticos de sus instalaciones, pueden mejorar su propia eficiencia energética, permitiendo utilizar más electrodomésticos en el momento en que el suministro local es alto, por ejemplo, cuando sopla el viento. Al ser las redes cada vez más inteligentes, habrá implicaciones para el almacenamiento y uso en momentos de baja demanda, para complementar cualquier excedente posible.

Hoy día hay muchas compañías de TI que ofrecen productos y servicios para gestionar y controlar la energía, desde empresas pequeñas que acaban de empezar hasta grandes firmas del mercado conocidas como proveedores de servicios a otras empresas.

IBM y Fujitsu ofrecen algunas soluciones de hardware para facilitar la producción de energía inteligente y están trabajando en la generación de equipo de monitorización para las cargas y las condiciones meteorológicas. Google ha creado una aplicación de

software de fuente abierta, Powermeter, para ayudar a los consumidores a sacar el máximo partido de los datos de consumo eléctrico de su contador inteligente, proporcionando un análisis en tiempo real del consumo energético. Microsoft también ha entrado en el mercado con su software de contador eléctrico Holm. Cisco espera duplicar su aportación al desarrollo de redes inteligentes al igual que hicieron con la creación de Internet, desarrollando redes de empresa para aplicar la gestión energética y están expandiendo su oferta de productos para redes inteligentes para convertirse en una empresa de soluciones para redes inteligentes de integración totalmente vertical, explorando ahora todo tipo de soluciones en este campo.

Las empresas tecnológicas deben enfocarse en el desarrollo de redes inteligentes descentralizadas y deben liderar el camino hacia una revolución tecnológica limpia por encima de los derechos adquiridos de algunas empresas públicas energéticas que utilizan redes inteligentes para referirse únicamente a la mejora de la eficiencia de la generación centralizada basada en combustible fósil. Las redes inteligentes tienen potencial para transformar la forma en que el usuario emplea la energía y alejarse a nivel global de los combustibles fósiles en favor de la energía renovable necesaria para evitar los peores estragos del cambio climático. Ahora es responsabilidad de las empresas tecnológicas líderes tomar las medidas oportunas para hacer realidad este potencial.

imagen LA CENTRAL SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN PS10 DE SEVILLA (ESPAÑA) UTILIZA 624 ESPEJOS MÓVILES DE GRAN TAMAÑO, DENOMINADOS HELIÓSTATOS, QUE CONCENTRAN LOS RAYOS DE SOL EN LA PARTE SUPERIOR DE UNA TORRE DE 115 METROS DE ALTURA DONDE SE UBICAN UN RECEPTOR SOLAR Y UNA TURBINA DE VAPOR. LA TURBINA ACCIONA UN GENERADOR, LO QUE PRODUCE ELECTRICIDAD.



energía renovable y sistemas híbridos

GLOBAL

TECNOLOGÍAS RENOVABLES
DISEÑO DE SISTEMAS HÍBRIDOS

MODELO DE MICROEMPRESA
ELÉCTRICA

1



“...más energía y más barata...”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA DE CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA

imagen CENTRAL ELÉCTRICA DE BIOMASA DE LELYSTAD (HOLANDA) QUEMANDO VIRUTA DE MADERA LA CENTRAL GENERA ELECTRICIDAD, ENERGÍA Y CALOR Y ABASTECE A 3.000 HOGARES.



Los 'sistemas híbridos' pueden abastecer de energía renovable a islas o electrificar zonas rurales de países en desarrollo. En este capítulo se describe cómo pueden generar más energía las tecnologías de renovables a un precio más económico, con un suministro fiable a islas y zonas rurales. La parte de la 'red' de la ecuación indica cómo puede la tecnología para interconexión y el control de los sistemas hacer que los sistemas de renovables sean más viables desde el punto de vista económico, conectando varios generadores pequeños a un sistema integrado.

En los países más ricos hay más usuarios conectados a la red eléctrica en sus hogares y sus centros de trabajo. El porcentaje de gente con acceso a la electricidad en un país se denomina también 'electrificación'. En la tabla 1 se ofrece un resumen del acceso a la electricidad en tres países representativos: Zambia, una economía en desarrollo, India, una economía con un rápido desarrollo industrial, y Alemania, un país de la era posindustrial.

En los países y regiones posindustriales como Japón, Europa y Norteamérica, el sistema eléctrico llega prácticamente a todo el mundo. En esos países cada persona utiliza entre 20-25 kWh por día. Por otra parte, en los países en desarrollo el sistema eléctrico no llega tan lejos y cada persona utiliza entre 1-2 kWh al día como media entre toda la población del país.

Uno de los retos de los países en desarrollo es la actualización de su sistema eléctrico: el sistema existente es muy pequeño, con una pésima calidad de suministro y frecuentes interrupciones y, a la vez, existe un enorme crecimiento de la demanda en las zonas que cuentan ya con conexión a la red. Cualquier solución a estos problemas debe tener en cuenta el problema del cambio climático porque si se obvia este asunto, el abastecimiento energético de países en vías de desarrollo tendría un gran impacto en el cambio climático en el futuro.

En particular, la electrificación de las zonas rurales que actualmente no tienen acceso a ningún sistema eléctrico no puede llevarse a cabo como se ha hecho en el pasado. Un enfoque estándar en los países en desarrollo sería ampliar la red instalando líneas de alta o media tensión que incorporen nuevas subestaciones y una red de distribución de baja tensión. Pero existe un bajo potencial de demanda de electricidad y grandes distancias entre la red existente y las zonas rurales, por lo que este método no siempre es económicamente viable.

La electrificación basada en sistemas de energía renovable (RES) con sistemas híbridos de electricidad es, en muchos casos, el método más barato y, a la vez, la alternativa menos contaminante. Los sistemas híbridos conectan fuentes de energía renovables como la eólica y la solar en una batería mediante un controlador de carga, que almacena la electricidad generada y actúa como principal suministro energético. Generalmente cuentan con un sistema de reserva de combustible fósil, por ejemplo, sistemas híbridos eólico-batería-diésel o FV-batería-diésel. Los sistemas híbridos descentralizados son más fiables. Los consumidores pueden implicarse en el funcionamiento con tecnologías innovadoras y pueden sacar el máximo partido de los recursos locales. Los sistemas de energía renovable descentralizados son menos dependientes de infraestructuras de gran tamaño y pueden construirse y conectarse de manera más rápida, especialmente en zonas rurales.

En los siguientes apartados se describen las soluciones punteras de energías renovables actuales para la conexión a la red y la electrificación de zonas rurales en países en desarrollo. Se incide en soluciones de energía renovable ya existentes y que hayan sido utilizadas con éxito en países en desarrollo.

tabla 1: acceso a la electricidad y uso en tres países ilustrativos

PAÍS	CIRCUITO DE > DE 132 KV DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN/KM ²	PORCENTAJE CON ACCESO A ELECTRICIDAD EN 2000	USO DE KWH PER CÁPITA EN 2000	USO DE KWH POR CÁPITA EN 2003	CAMBIO MEDIO ANUAL EN USO DE KWH PER CÁPITA EN 2000 – 2003 (%)
Zambia	0,0048	12	582	662	4,6
India	0,021	43	402	435	2,7
Alemania	0,234	100	6,682	6,900	1,1

fuelle AJUSTES ENTRE DEMANDA Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE PAÍSES DE LA OCDE (EDICIÓN DE 2006); INDICADORES ECONÓMICOS Y BALANCES DE ENERGÍA DE PAÍSES NO DE LA OCDE (EDICIÓN DE 2006); WORLD ENERGY OUTLOOK: ENERGÍA Y POBREZA (2002), PARÍS: AIE; . [HTTP://WWW.SAPP.CO.ZW/](http://www.sapp.co.zw/); [HTTP://WWW.POWERGRIDINDIA.COM/POWERGRID/](http://www.powergridindia.com/powergrid/); [HTTP://WWW.EON-NETZ.COM/](http://www.eon-netz.com/).

fuelle del gráfico [HTTP://EETD.LBL.GOV/EA/EMS/REPORTS/MICROGRIDS-LARGER-ROLE.PDF](http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/microgrids-larger-role.pdf)

1.1 tecnologías renovables

Durante la última década, la mayor parte de las tecnologías de energía renovable se ha convertido en tecnologías energéticas de uso corriente que se aplican en todo el mundo donde hay suficientes recursos naturales (tabla 2). Por ejemplo, ahora hay más de 125 GW de energía eólica instalada en todo el mundo, desde pequeños aerogeneradores de pocos kW hasta plantas de muchos megavatios. Cada año se añaden alrededor de 25 GW, lo que las convierte en una tecnología energética perfectamente establecida.

La tecnología de energías renovables es hoy en día fiable y económicamente competitiva en muchas áreas en todo el planeta, especialmente si lo comparamos con la extensión de la red. En el apartado 2.1, redes inteligentes, se discuten las implicaciones de la integración de la energía renovable en las redes eléctricas

tabla 2: estado de la tecnología de energías renovables

TECNOLOGÍA	EXPERIENCIA EN EL MUNDO	ESTADO COMERCIAL
Fotovoltaica	Amplia	Totalmente comercial
Energía eólica de pequeño tamaño (eléctrica)	Amplia	Comercial y evolucionando rápidamente
Pequeñas unidades de bioenergía modulares (10 kW _e a 100+ kW _e)	Alguna	En desarrollo, se están produciendo los primeros productos comerciales
Pequeñas unidades de bioenergía acopladas (100 - 500 kW _e)	Alguna	Limitado pero disponibilidad comercial en expansión; comercialización en proceso de expansión
Bioenergía > 0,5 Mwe	Amplia, en industrias madereras y agrícolas del mundo	Sistemas comerciales fabricados in situ
Minihidráulica	Enorme (ej. China, Nepal, Vietnam)	Totalmente comercial, con productos innovadores

fuentes ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION, [HTTP://WWW.RURALELEC.ORG/](http://www.ruralelec.org/)

convencionales.

1.1.1 elección del tipo adecuado de fuente de energía renovable

El tipo más conveniente de energía renovable para un lugar determinado depende de las condiciones locales y hace necesaria la recogida de datos de campo. La mejor elección de tecnología tendrá en cuenta consideraciones técnicas, económicas, financieras y socioculturales. Deberán tenerse en cuenta los siguientes criterios básicos a la hora de diseñar una solución energética óptima:⁴

- **ubicación:** la idoneidad del lugar que se va a electrificar, sus características topográficas y geográficas.

Por ejemplo, no deben instalarse aerogeneradores cerca de edificios, árboles u otros obstáculos para evitar turbulencias y la pérdida de producción eléctrica. Los aerogeneradores deben instalarse a un mínimo de 2 metros por encima de cualquier edificio u obstáculo en la zona.

- **recurso:** la evaluación de los recursos requiere la recogida e interpretación de datos.

solar: el recurso solar se vincula a la radiación solar, la latitud, altitud,

nubosidad y contenido de vapor de agua y polvo en el aire. Así, los factores esenciales para desarrollar la energía solar son la media mensual de horas de sol diarias, la latitud del lugar, el promedio de días nublados en la zona y de días lluviosos.

viento: la potencia del viento se relaciona directamente con la velocidad del viento y la densidad del aire elevadas al cubo, es decir, un 10% de media más de velocidad del viento resultará aproximadamente en un 30% más de producción energética. Los recursos eólicos son explotables cuando la media anual de velocidades del viento supera los 5 m/s. Son factores esenciales para la evaluación del recurso eólico la media anual de la velocidad del viento, la altura a la que se miden las velocidades del viento; la altitud del lugar; las principales direcciones estacionales del viento; la topografía del lugar y la densidad forestal.

Minihidráulica: el rendimiento energético de un sistema de energía hidráulica se determina por el caudal (litros/seg) y la caída neta (m) del agua. Así, los factores esenciales para evaluar los recursos para la energía hidráulica a pequeña escala son el caudal anual y la distribución mensual del recurso.

- **análisis de carga:** se realiza un análisis de carga para hacer coincidir el suministro con la demanda e incluye generalmente:

tipo de carga: se deben considerar tres grupos principales: las cargas domésticas (iluminación, TV, frigorífico, plancha, etc), las cargas comunitarias (iluminación de colegios e instalaciones públicas y dispositivos, bombeo de agua, etc) y las cargas comerciales (herramientas eléctricas, etc);

cálculo de la carga o la cantidad de energía requerida;

crecimiento de la carga: habrá que realizar un estudio de la demanda actual y futura de electricidad para poder adaptar el tamaño del sistema para uso futuro, y para evitar los cortes de energía. El diseño de un sistema flexible que pueda expandirse al aumentar la demanda de la carga ayuda a mitigar los riesgos asociados a unas tasas de crecimiento de la carga impredecibles.

En la tabla 3 se ofrece un resumen de la media de horas de funcionamiento diario para cargas típicas y su potencia nominal.

tabla 3: potencia nominal y media de horas de funcionamiento diario para cargas típicas

CARGA / APLICACIÓN	POTENCIA NOMINAL (W)	MEDIA DE HORAS DE FUNCIONAMIENTO DIARIO (H)
Bombillas de bajo consumo	9-30	5
TV color de 21"	70	5
TV blanco y negro	20	5
Grabadora	40	2
Lavadora	150	2
Frigorífico	120	10
Bomba de agua de 1/5 CV	165	0,5
Aparato de radio	10	1
Aspiradora	750	1
Aparatos de aire acondicionado	2,000	5 (Verano)
Ventilador eléctrico	50	2 (Verano)
Calefactor eléctrico móvil	1,000	3
Impresora de inyección de tinta	20	1
Ordenador de escritorio	400	5
Monitor	200	5
Fax	100	30min
Horno microondas	1,000	10min

fuentes ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION, [HTTP://WWW.RURALELEC.ORG/](http://www.ruralelec.org/), [HTTP://WWW.RURALELEC.ORG/8.0.HTML?&L=0](http://www.ruralelec.org/8.0.html?&L=0),



1.2 diseño de los sistemas híbridos

La electrificación de zonas rurales con una deficiente seguridad de suministro o completamente fuera del acceso a alguna fuente de energía requiere nuevas soluciones. En muchos casos se utilizan generadores diésel para el suministro energético en esas áreas para el suministro de una sola carga (hogar o lugar de trabajo) o en sistemas eléctricos insulares. El uso de diésel es caro para las comunidades y provoca importantes emisiones. Los precios del combustible están aumentando también, lo que repercutirá en los costes para las localidades que utilizan diésel.

Los sistemas híbridos con una importante cuota de fuentes de energía renovables se están convirtiendo en sistemas económicamente competitivos y, además, son mucho más limpios. La definición⁴ de sistema híbrido en este informe es *“una combinación de sistemas eléctricos diferentes aunque complementarios utilizados en el mismo sistema eléctrico insular”*. Los sistemas híbridos se diseñan por lo general para equilibrar recursos energéticos de renovables variables y otros sistemas de suministro eléctrico, incluyendo sistemas de almacenamiento tipo batería (BESS) y ‘flywheel’. La ventaja que presentan es su capacidad para suministrar energía incluso en periodos en los que no se dispone de una parte del sistema híbrido.

Un ejemplo típico de sistema híbrido es el sistema eólico/FV/batería/diésel. En muchos lugares del mundo los recursos eólicos y solares se producen en tiempos diferentes, es decir, si la radiación solar es alta, las velocidades del viento son bajas, y viceversa.

Los sistemas de almacenamiento en sistemas híbridos han sido ideados para afrontar las fluctuaciones a corto plazo; pueden almacenar el excedente de energía para momentos en que la demanda sea mayor que la capacidad de generación local con renovables. Pero generalmente la capacidad de almacenamiento sólo es suficiente para equilibrar en un marco de tiempo muy corto (de 5 a 10 minutos). En lugares donde la energía renovable no abastece al 100% del tiempo se utilizan generadores diésel como sistemas de refuerzo. Los sistemas híbridos pueden diseñarse de muchas maneras diferentes, principalmente debido a las enormes variaciones en cuanto a la disponibilidad de recursos naturales locales. A menudo los conjuntos de generadores diésel se encuentran ya instalados en la zona y los sistemas híbridos se desarrollan en dos etapas:

- 1 Se añaden pequeñas cantidades de fuentes de energía renovables a un sistema eléctrico insular de diésel. Es decir, las fuentes de energía renovables tienen una pequeña influencia en el funcionamiento del sistema eléctrico insular total. En este caso el único impacto es la reducción del consumo de combustible en los generadores diésel, pero el esquema de control general básicamente no se ve afectado.
- 2 Se aumentan las cuotas de las fuentes de energía renovables variables, lo que requiere el ajuste de todo el esquema de control y posiblemente la incorporación de sistemas de almacenamiento. Uno de esos esquemas de control se conoce como microrred (ver también el apartado 1.3.2 sobre los enfoques de control para sistemas híbridos)

referencias

4 BASADO EN ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION, [HTTP://WWW.RURALELEC.ORG/](http://www.ruralelec.org/).

Los sistemas híbridos pueden diseñarse de diversas maneras y existen muchas combinaciones diferentes en cuanto a sistemas de funcionamiento.

Un sistema híbrido común adecuado para países en desarrollo consta de:

- Una fuente de energía primaria, es decir, renovable, como la eólica o FV;
- Una fuente de energía secundaria para suministro en caso de cortes eléctricos, por ejemplo, diésel;
- Un sistema de almacenamiento para garantizar un suministro estable (baterías) durante periodos cortos de tiempo y/o para cumplir con los picos de demanda;
- Un controlador de carga que regula el estado de la carga de la batería;
- También pueden ser necesarios convertidores CC/CA.

Algunos ejemplos de tecnologías en operación son: FV/batería, FV/diésel, FV/batería/diésel, FV/Flywheel/diésel, eólica/batería; eólica/diésel; eólica/batería/diésel, eólica/Flywheel/diésel, eólica/FV/hidráulica a pequeña escala; eólica/hidráulica a pequeña escala; eólica/hidráulica a pequeña escala/batería; hidráulica a pequeña escala/batería/biomasa; hidráulica a pequeña escala/batería/biomasa; eólica/FV/biomasa.

1.2.1 sistemas híbridos: principales opciones de diseño técnico

Existen diferentes opciones de diseño técnico para los sistemas híbridos, dependiendo de la demanda total del sistema. En la tabla 4

tabla 4: categorización de los sistemas híbridos

POTENCIA INSTALADA	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN
< 1kW	Microsistemas	Sistema monopunto de corriente continua
1 – 100kW	Sistemas eléctricos rurales	Sistema eléctrico a pequeña escala (CC y CA)
100 kW -10MW	Sistemas eléctricos insulares	Sistemas de red aislado (CA)
> 10MW	Sistemas interconectados a gran escala	Sistema eléctrico remoto a gran escala (CA)

fUENTE WIND POWER IN POWER SYSTEMS, EDITOR T. ACKERMANN, WILEY & SONS

se ofrece una categorización general de los sistemas híbridos.

Ejemplos de estas cuatro categorías son:

- Un microsistema es un pequeño panel fotovoltaico o aerogenerador con una potencia de menos de 1kW y una pequeña batería (sistema de bus de CC);
- Un sistema doméstico rural tiene una carga entre 1 y 100 kW con una potencia de generación de energía renovable de 1-50 kW (bus de CA y CC posible);
- Un sistema eléctrico insular tiene un pico de carga entre 100 kW y 10 MW y una potencia de generación de energía renovable del orden de 100 kW a 1 MW, y
- Un sistema eléctrico insular (interconectado) a gran escala tiene en general más de 10 MW con varias centrales de renovables instaladas, cada una en general de más de 1 MW.

Los sistemas combinados de energía eólica-diésel y los sistemas híbridos más comunes pueden ser un modelo para ver la cantidad de energía renovable que pueden incluir los híbridos. En la figura 3 se observa el nivel máximo de penetración de la energía eólica en sistemas híbridos existentes, que se define como la relación entre la potencia de salida instantánea de la energía eólica y la carga instantánea de electricidad primaria. Las condiciones reales en Dinamarca en 1998 y una proyección para este país para el año 2030 proporcionan una indicación de la cantidad de energía eólica que podría incluirse en sistemas eléctricos de diferentes tamaños.

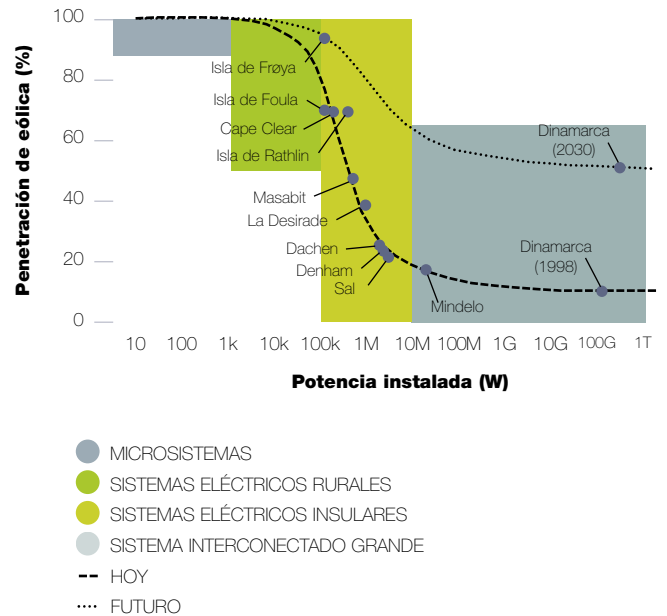
Muestra que los sistemas híbridos a pequeña escala pueden lograr un nivel de penetración de las renovables del 100% pero con los niveles de penetración generalmente inferiores para sistemas de mayor capacidad. Pero en muchos casos las razones son económicas y no sólo de origen técnico pues el incremento de los precios del diésel hará que aumenten los niveles de penetración de las renovables en sistemas híbridos a gran escala.

A continuación ofrecemos un resumen de las principales opciones de diseño.

Sistema híbrido interconectado CC Todos los componentes para la generación de electricidad se interconectan a través de una conexión de CC (corriente continua) que se utiliza para cargar una batería. Los componentes de generación de CA necesitan un convertidor CA/CC. La batería se protege contra la sobrecarga y la descarga con un controlador de carga. La batería genera electricidad a las cargas de CC en respuesta a la demanda. Las cargas de CA pueden operarse con un inversor de CC/CA (consulte la figura 4 para ver un resumen principal).

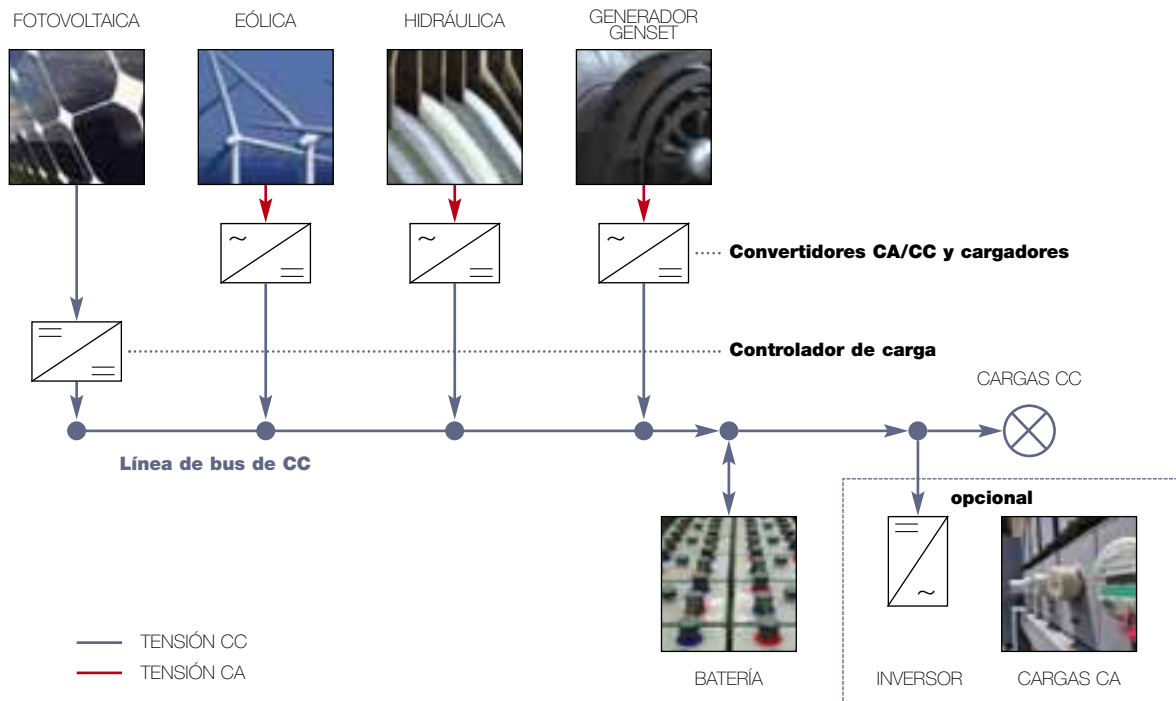
Generalmente se limita la seguridad de suministro, ya que no hay sistema de emergencia.

figura 3: desarrollo presente y futuro previsto de la penetración de la energía eólica comparado con la capacidad del sistema instalado basado en Lundsager et al. (2001)



fuentes WIND POWER IN POWER SYSTEMS, EDITOR T. ACKERMANN, WILEY & SONS.

figura 4: ejemplo de sistema híbrido interconectado CC



fuentes SISTEMAS ELÉCTRICOS HÍBRIDOS BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES: UNA SOLUCIÓN IDÓNEA, COMPETITIVA Y ECONÓMICA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL, ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION.

imagen LA ENORME SOMBRA PROYECTADA POR UN AEROGENERADOR DE 60 METROS DE ALTURA SE EXTIENDE POR LAS ARENAS DEL DESIERTO DE GOBI EN EL COMPLEJO EÓLICO DE LAN SHAN EN LA PROVINCIA DE NINGXIA, CHINA.

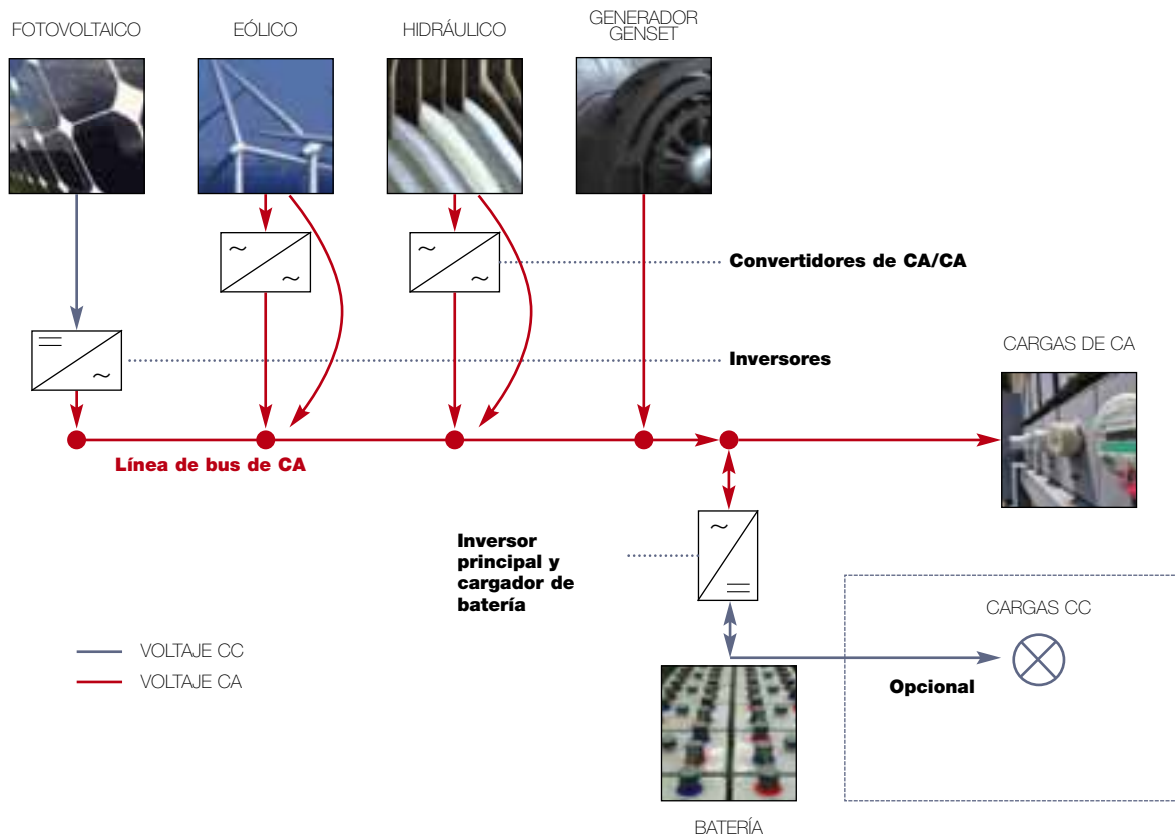


Sistema híbrido interconectado CA Todos los componentes generadores de electricidad se conectan a una interconexión de CA y los componentes generadores de CA pueden conectarse directamente a cargas mediante conexión de CA o con un inversor de CA/CC (opción A, consulte la figura 5). La batería se conecta al sistema de CA a través de un inversor. El inversor controla el suministro eléctrico a las cargas de CA y éstas pueden abastecerse de manera opcional directamente a través de la batería.

En la opción B (consulte la figura 6), los recursos de generación de CC se conectan directamente a través de una conexión de CC.

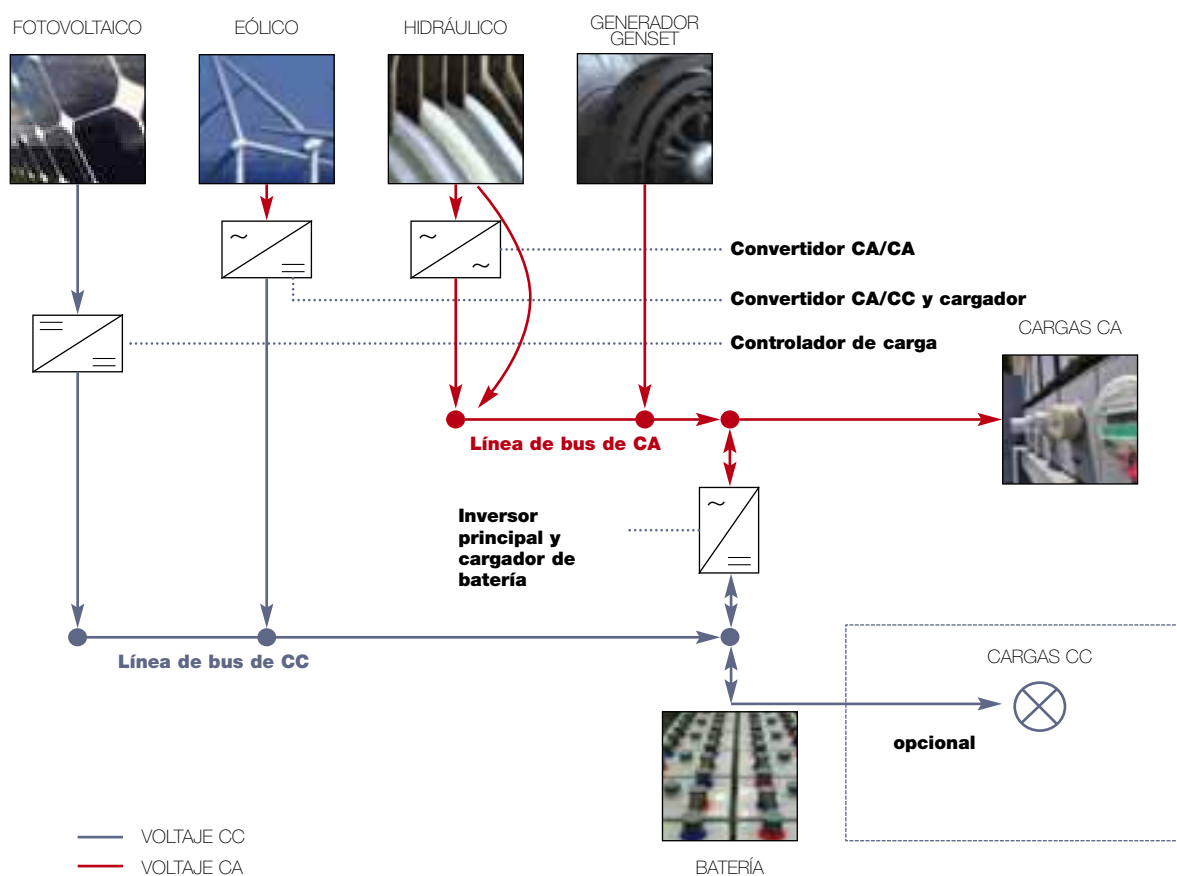
Hay diferentes opciones para el control de la frecuencia y el control del voltaje en el sistema de CA, consulte también la sección sobre el control de sistemas híbridos.

figura 5: sistema híbrido interconectado de CA – opción A



fuentes SISTEMAS ELÉCTRICOS HÍBRIDOS BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES: UNA SOLUCIÓN IDÓNEA, COMPETITIVA Y ECONÓMICA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL, ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION.

figura 6: sistema híbrido interconectado de CA – opción B



fUENTE SISTEMAS ELÉCTRICOS HÍBRIDOS BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES: UNA SOLUCIÓN IDÓNEA, COMPETITIVA Y ECONÓMICA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL, ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION.

1.2.2 sistemas híbridos: tecnologías de control

En los sistemas híbridos que se enfocan alrededor de una interconexión de CC, las baterías actúan como una resistencia eléctrica grande, equilibrando cualquier fluctuación a corto o a largo plazo en el flujo de potencia. Así, el control necesario para sistemas de CC es muy simple al autoregularse en función de unos pocos parámetros específicos de la batería.

Los sistemas híbridos interconectados de CA presentan mayores requisitos de control, tanto para el equilibrio de la producción como para regular la carga y el voltaje.

El enfoque de control más sencillo se basa en el control isócrono, un sencillo esquema de control proporcional. La gran ventaja del control isócrono es que no requiere ningún sistema de comunicación complicado.

El control isócrono se utiliza comúnmente en sistemas insulares de diésel donde se hacen funcionar varios generadores a la vez. Dada su sencillez, y basado en tecnología de inversores ya aplicada en FV/baterías y aerogeneradores, los sistemas insulares utilizan ahora el control de atenuación de carga. Los sistemas insulares que utilizan sistemas de inversores con control isócrono se denominan en muchos casos microrredes.⁵

Las microrredes pueden formar parte de un sistema eléctrico a mayor escala. Durante una perturbación de la red pública, pueden separarse y aislarse de forma transparente de la red de servicio público sin apenas interrupción de

las cargas en las microrredes. Cuando la red de servicio público vuelve a un estado normal, la microrred se sincroniza y se conecta de nuevo automáticamente a la red, de una manera igualmente transparente.⁶ Esto es algo especialmente interesante para zonas de países en desarrollo que cuentan con abastecimiento de la red pero sufren frecuentes cortes de suministro eléctrico. Pueden interconectarse a una microrred sistemas FV distribuidos y otras fuentes de generación renovable y operarse en una microrred en caso de interrupción del suministro eléctrico principal.

En sistemas híbridos con más de un tercio de generación renovable variable se integrarán dispositivos adicionales en el sistema híbrido para lograr una alta eficiencia final. Esto se realiza en gran medida con el uso de condensadores síncronos, bancos de carga transferible, almacenamiento, gestión de la demanda que puede requerir el uso de sistemas avanzados de control de supervisión que monitorizan atentamente las condiciones operativas de cada componente a fin de garantizar un sistema eléctrico con una frecuencia y una tensión consistentes. La desventaja de un sistema de control de supervisión de este tipo es la necesidad de una comunicación adicional rápida en el sistema insular.

referencias

- MICRORREDES – RESUMEN DE LOS PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO Y DEMOSTRACIÓN EN CURSO, CONSULTE [HTTP://EETD.LBL.GOV/EA/EMP/REPORTS/62937.PDF](http://EETD.LBL.GOV/EA/EMP/REPORTS/62937.PDF), PARA PROYECTOS DE DEMOSTRACIÓN DE SISTEMAS DE MICRORREDES BASADOS EN FV, CONSULTE TAMBIÉN [HTTP://DOWNLOAD.SMA.DE/SMAPROSA/DATEIEN/1698/REFOCUS_ELECCHINA.PDF](http://DOWNLOAD.SMA.DE/SMAPROSA/DATEIEN/1698/REFOCUS_ELECCHINA.PDF)
- [HTTP://CERTS.LBL.GOV/CERTS-DER-MICRO.HTML](http://CERTS.LBL.GOV/CERTS-DER-MICRO.HTML)



1.2.3 sistemas híbridos: herramientas económicas de diseño y modelado

Para poder realizar una primera evaluación de la viabilidad económica y técnica de un sistema híbrido en particular, han probado su utilidad las siguientes herramientas de software:

- HOMER es un modelo informático que simplifica la tarea de evaluar las opciones de diseño para sistemas eléctricos conectados y no conectados a la red utilizando grandes cuotas de generación renovable. Los algoritmos de optimización y de análisis de la sensibilidad de HOMER permiten al usuario evaluar la viabilidad económica y técnica de un gran número de opciones tecnológicas y tener en consideración la incertidumbre en materia de costes tecnológicos, disponibilidad de los recursos energéticos y otras variables. Puede accederse a este modelo de manera gratuita a través del NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable),

<https://analysis.nrel.gov/homer/>

- Hybrid2 es un modelo de series de tiempo de tecnología punta para predecir el rendimiento técnico-económico de los sistemas híbridos eólico/FV y ofrece una gran flexibilidad a la hora de especificar la conectividad de los sistemas. Se distribuye gratuitamente desde http://www.ceere.org/rerl/rerl_hybridpower.html
- RETScreen es una herramienta de evaluación y de análisis tipo hoja de cálculo (Microsoft Excel) utilizada para evaluar la eficacia en costes de proyectos potenciales con tecnologías de energía renovable. El paquete de software consta de una serie de hojas de cálculo con un formato estándar y de un manual en línea y una base de datos climatológicos y de costes. Se distribuye gratuitamente en 34 idiomas desde www.retscreen.net. Consulte el caso práctico siguiente, que compara dos tipos de sistemas eléctricos rurales.⁷

caso práctico: comparación de FV con diésel o con conexiones a la red

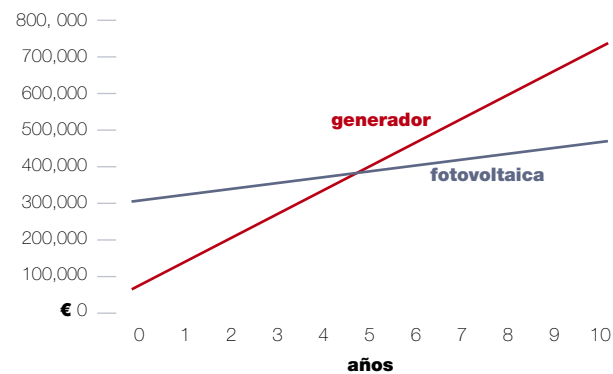
Localización: Extremo Oriente y Oriente Medio, África (>5.000 kWh/ m² / año)

Requisitos eléctricos diarios: 10.000 Wh/día

Pico máximo de la carga: <20kW

Alimentación eléctrica del equipo de carga: 3x230V CA

caso práctico figura 1: comparación económica entre una alimentación eléctrica operada con diésel/combustible y una alimentación fotovoltaica



caso práctico tabla 1: suministro eléctrico FV

Costes de inversión de un suministro eléctrico rural con sistemas FV de 30 kWp

Módulos FV	150,000 Euro
Baterías industriales	80,000 Euro
Electrónica	30,000 Euro
Accesorios	20,000 Euro
Infraestructura e instalación	20,000 Euro
Total	300,000 Euro

Coste anual

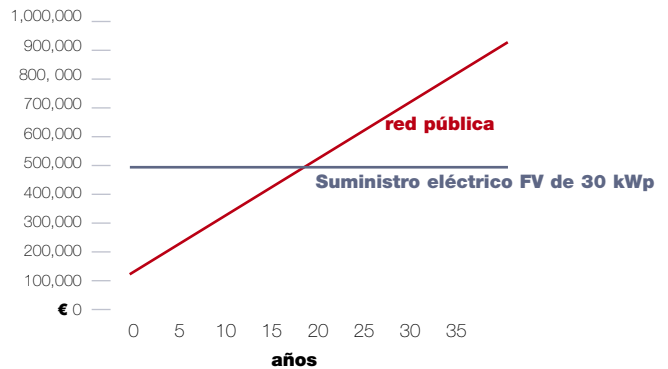
Mantenimiento	2,000 Euro
Tasa de interés (5%)	15,000 Euro
Total	17,000 Euro

referencias

⁷ [HTTP://WWW.RURALELEC.ORG/INDEX.PHP?ID=118&TYPE=0&JUMPURL=UPLOADS%2FMEDIA%2FECONOMIC_ANALYSIS_COMPARISON_PV-DIESEL_BY_SOLAR_02.PDF&JUSECURE=1&LOCATIONDATA=118%3ATT_CONTENT%3A487&JUHASH=5776920B9D](http://www.ruralelec.org/index.php?id=118&TYPE=0&JUMPURL=UPLOADS%2FMEDIA%2FECONOMIC_ANALYSIS_COMPARISON_PV-DIESEL_BY_SOLAR_02.PDF&JUSECURE=1&LOCATIONDATA=118%3ATT_CONTENT%3A487&JUHASH=5776920B9D)

En el caso práctico de la figura 2 se observan los costes de inversión para la ampliación de una red pública comparado con un sistema de suministro eléctrico fotovoltaico independiente de 30kWp. Suponiendo una determinada cantidad para una estación transformadora y 20.000 euros por km de extensión de la red, el coste de inversión inicial para un sistemas FV es menor si se encuentra situado a más de 17 km de la red pública.

caso práctico figura 2: suministro eléctrico rural con sistemas FV: red pública - suministro eléctrico fotovoltaico de 30kWp (VPS)



caso práctico tabla 2: generador diésel

Coste de inversión de generador diésel <20KVA

Generador	20,000 Euro
Depósito de 20.000 litros	6,000 Euro
Suministro 48 V CC	10,000 Euro
Accesorios	10,000 Euro
Infraestructura e instalación	20,000 Euro
Total	66,000 Euro

Coste anual

Mantenimiento	15,000 Euro
Consumo de combustible (15/h) (131.000 litros/año 0,30 €/litro)	40,000 Euro
Transporte del combustible (9x)	4,500 Euro
Consumo de petróleo	2,000 Euro
Tasa de interés (5%)	3,300 Euro
Total	64,800 Euro

1.2.4 sistemas FV/Sistemas FV-diésel

tabla 5: estado actual de los sistemas FV-diésel

TECNOLOGÍA	EXPERIENCIA EN EL MUNDO	ESTADO COMERCIAL
Sistemas híbridos FV/diésel	Amplia, especialmente para telecomunicaciones en el mundo	Totalmente comercial y la opción preferida para telecomunicaciones remotas, evolucionando comercialmente para electricidad rural

fuelle ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION, [HTTP://WWW.RURALELEC.ORG/](http://www.ruralelec.org/).

ejemplo de microrred FV-diésel: una isla griega

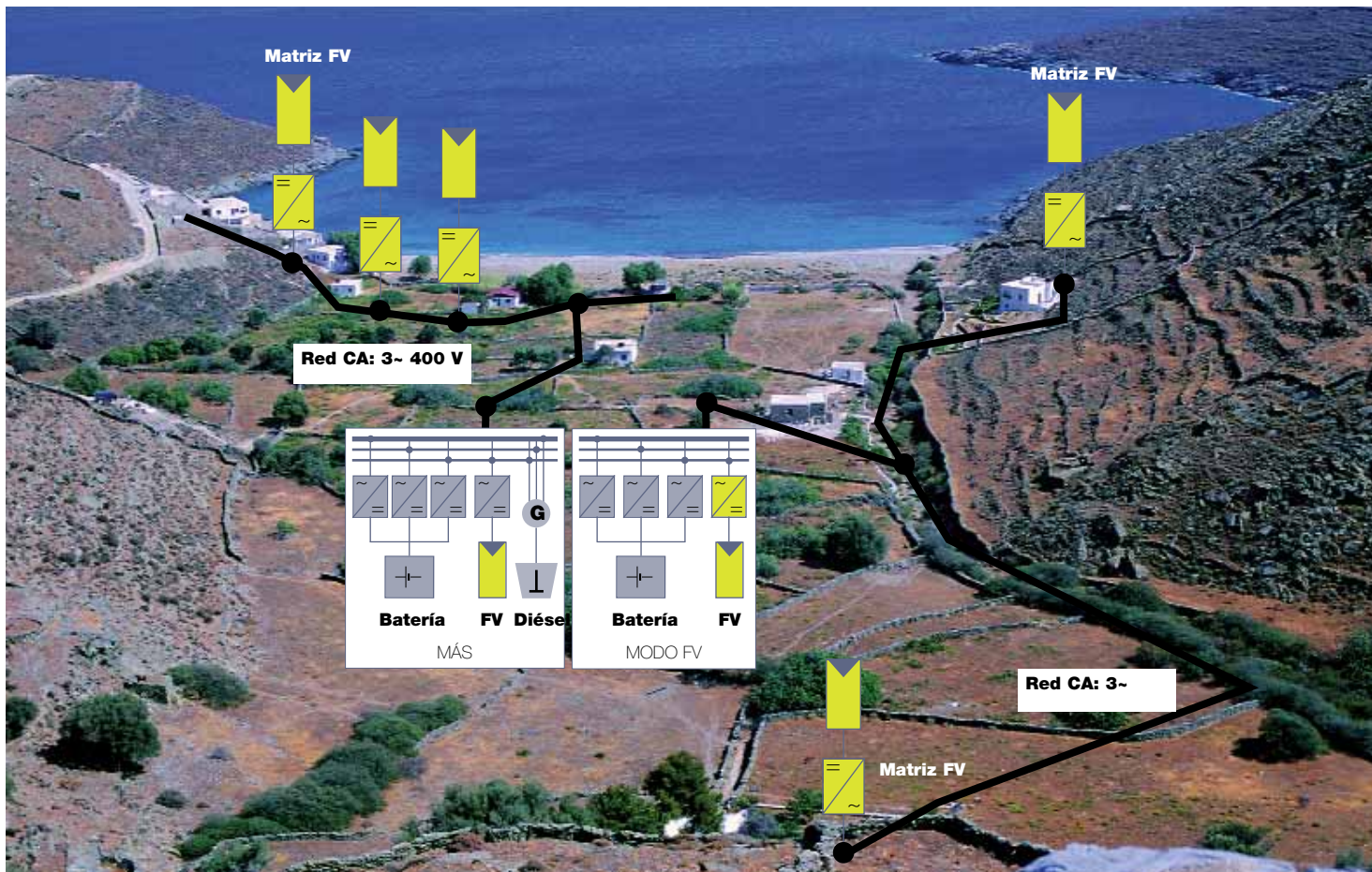
El sistema de Gaidouromantra, Kythnos[®] genera electricidad para 12 hogares de un pequeño valle de Kithnos, una isla Cíclada situada en el centro del mar Egeo. Se trata de un sistema híbrido monofásico de microrred compuesto por líneas eléctricas aéreas y un cable de comunicación tendido en paralelo (observe la figura 7). El asentamiento

se encuentra a unos 4 km del polo más cercano de la línea de media tensión de la isla. El sistema sólo necesitaba un nuevo edificio con un área superficial de 20 m² en el centro del asentamiento para alojar los inversores de batería, los bancos de baterías, el generador diésel y su tanque, el equipo informático para monitorizar y el hardware de comunicación.

El sistema produce 10 kW (punta) y las celdas solares se dividen en subsistemas más pequeños y un banco de baterías con una capacidad nominal de 53 kWh y un generador diésel con una salida nominal de 5 kVA. En el tejado del edificio del sistema se monta un segundo sistema de unos 2 kW (punta) y se conecta a un inversor Sunny-island y a un banco de baterías de 32 kWh. Este segundo sistema proporciona electricidad para las necesidades de monitorización y de comunicación de los sistemas. Los módulos FV se integran como cubiertas en varios edificios de los asentamientos.

La electricidad en cada hogar está limitada por un fusible de 6 amperios. La microrred se alimenta con 3 inversores de batería insulares conectados en paralelo, lo que significa que puede utilizarse más de un inversor cuando aumente la demanda eléctrica de los consumidores. Los inversores de batería del sistema de Kythnos pueden operar en modo asíncrono o isócrono. En modo de frecuencia isócrona el sistema puede pasar información a controladores de carga conmutantes cuando las baterías tengan una carga baja y puedan limitar la potencia de salida de los inversores FV cuando el banco de baterías esté lleno.

figura 7: microrred FV-diésel de kythnos



fuelle FRAUNHOFER IWES

referencias
8 [HTTP://WWW.MICROGRIDS.EU/INDEX.PHP?PAGE=KYTHNOS&ID=2](http://www.microgrids.eu/index.php?page=kythnos&id=2)

imagen LA CENTRAL SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN DE SEVILLA, ESPAÑA, UTILIZA 624 GRANDES ESPEJOS MÓVILES DENOMINADOS HELIOSTATOS, QUE CONCENTRAN LOS RAYOS DE SOL EN LA PARTE SUPERIOR DE UNA TORRE DE 115 METROS DE ALTURA DONDE SE UBICAN UN RECEPTOR SOLAR Y UNA TURBINA DE VAPOR. LA TURBINA ACCIONA UN GENERADOR, CON LO QUE SE PRODUCE ELECTRICIDAD.



1.2.5 sistemas eólico-diésel

tabla 6: estado actual de los sistemas eólico-diésel

TECNOLOGÍA	EXPERIENCIA EN EL MUNDO	ESTADO COMERCIAL
Sistema híbrido eólico/diésel	Importante, pero aún no muy amplia	Comercial, competitivo y en evolución

fuentes ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION, [HTTP://WWW.RURALELEC.ORG/](http://www.ruralelec.org/).

En los cinco casos prácticos siguientes se estudia la idoneidad de los sistemas eólico-diésel para una extensa gama de circunstancias en el mundo:

Afganistán: sistema eólico/FV/baterías a pequeña escala

El objetivo de este sistema es abastecer de electricidad a unidades de tratamiento y desinfección de agua. Se han instalado once sistemas independientes en pueblos, incluyendo los distritos de Parwan, Wardak y Kapisa. El sistema eléctrico consta de un 1 aerogenerador Bergey de 1kW en una torre inclinada de 42 pies, un FV de 280W, un banco de baterías y un inversor. La tecnología de tratamiento de agua utiliza un sistema de ozonación a pequeña escala. El ozono es muy efectivo para el tratamiento del agua y utiliza cantidades mínimas de energía. La mayoría de las comunidades utilizan el sistema para tratar alrededor de 2.000 a 4.000 litros de agua potable al día.⁹

Islas Guadalupe: eólico/diésel En enero de 1993 se montaron doce generadores eólicos de 12 kW a una altitud de 270 m en la isla de La Désirade, sobre una alta meseta frente al mar, barrida la mayor parte del tiempo por vientos que soplan a una media de 9 - 10 metros por segundo. Antes de esto, la generación de electricidad en la isla dependía enteramente de una central eléctrica de diésel de 350- kW que consumía casi 600 toneladas de petróleo al año.

Ahora, el parque eólico ahorra unas 220 toneladas de diésel en un año y el precio por kWh de la electricidad generada por el viento es ahora menor que el de la electricidad generada con diésel. La potencia instalada del parque eólico registró un aumento de más del doble en 1996 y ahora es de 500 kW, produciendo casi el 80% de los requisitos eléctricos de la isla. Cuando la demanda energética local es baja, La Désirade incluso exporta electricidad eólica a la isla vecina de Guadalupe.

Una función de diseño extra es que los aerogeneradores de las islas de Guadalupe pueden abatirse cuando se aproxima un huracán. El 16 de agosto de 2007, por ejemplo, mientras se aproximaba el huracán Dean, se abatieron las 27 turbinas de Guadalupe y se amarraron firmemente al suelo para evitar su deterioro, con lo que sobrevivieron a vientos de más 250 km por hora. Una vez que el Dean barrió las islas, los complejos eólicos continuaron rápidamente con su producción.¹⁰

Isla de Bonaire: sistema eólico/diésel Actualmente está en construcción un sistema eólico-diésel en la isla de Bonaire, en las Antillas Holandesas.

El sistema cuenta con una capacidad total de 10,8 MW, y está formado 14 aerogeneradores conectados. Las turbinas se conectan a 5 generadores diésel con una capacidad total de 14,33 MW, y cuenta con un sistema de baterías de 3 MW que proporciona 100 kWh cada 3 minutos. Los generadores diésel pueden operar con biodiésel, por lo que

el sistema puede funcionar el 100% con energía renovable. El sistema híbrido funciona con una probabilidad de pérdida de carga del 99,932%, con lo que los habitantes se exponen sólo a 6 horas por año cuando el sistema no pueda hacer frente a la demanda de electricidad de la isla.

Por último, el sistema cumple con un avanzado procedimiento de operación que es similar a los procedimientos de operación de Europa Occidental para sistemas eléctricos integrados de gran tamaño, con lo que la calidad de la energía eléctrica es igual a la de los grandes sistemas eléctricos interconectados.

Galápagos: sistema eólico/diésel El sistema híbrido eólico-diésel de la Isla de San Cristóbal en las Galápagos (Ecuador) reduce la cantidad de combustible diésel utilizado para la generación de electricidad y promueve nueva energía renovable en las Islas Galápagos. El sistema consta de tres aerogeneradores de 800 kW acoplados al sistema de generador diésel existente. Un sistema colector eléctrico recoge la electricidad de cada aerogenerador por cables subterráneos y la transporta al extremo del parque eólico donde conecta a una línea de transmisión con un disyuntor. La tensión de salida del parque eólico es de 13,8 kV para permitir una caída de tensión en la línea de transmisión. Se instaló una nueva línea de transmisión para transportar la electricidad desde el parque eólico hasta la subestación de diésel Elecgalapagos S.A., donde se instaló un nuevo sistema de control. La nueva línea de transmisión conecta con la subestación de distribución de Elecgalapagos en la planta diésel.¹¹

Alto Baguales: sistema eólico-hidráulico-diésel Este sistema se instaló en la Patagonia (Chile) y suministra electricidad a la capital regional de Coyhaique, con una potencia máxima de 13,75 MW. Los aerogeneradores se conectan ahora al sistema de energía hidráulica, montado en 2003, para poder generar la carga total con energía eólica e hidráulica, lo que eliminó completamente la producción de diésel. Se instalaron tres aerogeneradores Vestas de 660-kW con el fin de complementar la producción diésel e hidráulica en 2001. Inicialmente el proyecto de energía eólica de Alto Baguales fue diseñado para abastecer más del 16% de la demanda local de electricidad, que supone un ahorro de unos 600.000 litros de diésel por año.

Las turbinas se operan a distancia desde la planta de diésel sin necesidad de controles adicionales; y operan un factor de capacidad aproximadamente del 50% debido a los fuertes vientos que se generan en el emplazamiento de las turbinas. Hasta la fecha, el mayor porcentaje de suministro fue del 22% de la demanda total basado en lecturas instantáneas cada 15 minutos tomadas en la central eléctrica.

Cabo Verde: sistema eólico-diésel El Archipiélago de la República de Cabo Verde consta de 10 islas principales situadas frente a las costas occidentales de África. Tres sistemas eólico-diésel abastecen de electricidad con éxito a las tres comunidades principales de Cabo Verde (Sal, Mindelo y Praia) desde mediados de los años 90. Estos sistemas eléctricos son muy simples, constan sólo de una descarga y una función de cierre del aerogenerador a fin de mantener unas condiciones de carga de diésel mínimas. Tres aerogeneradores de 300 kW en cada lado se conectan a la red de distribución de diésel existente de una forma de conexión a la red estándar. Las cargas medias para las comunidades varían de 1,15 MW para la más pequeña, Sal, a 4,5 MW para la más grande, Praia (la capital).

Los sistemas eléctricos operan a penetraciones de energía eólica de hasta el 25%, dependiendo del sistema y de la época del año. En Sal y Mindelo los aerogeneradores han abastecido el 14% anual del consumo total con eólica. El porcentaje mensual máximo de energía eólica fue del 35% y se alcanzó en Sal.

referencias

9 [HTTP://WWW.BERGEY.COM/EXAMPLES/AFGHANISTAN.HTML](http://www.bergey.com/examples/afghanistan.html)

10 [HTTP://WWW.VERGNET.FR/IMAGES/STORIES/PDF/EN/DOCUMENTS/PLAQUETTE-GEV_MP275-UK.PDF](http://www.vergnet.fr/images/stories/pdf/en/documents/plaquette-gev_mp275-uk.pdf)

referencias

11 [HTTP://WWW.EOLICASA.COM.EC/INDEX.PHP?ID=3](http://www.eolicasa.com.ec/index.php?id=3)

1.3 nuevos enfoques en modelos de propiedad: el modelo de microempresa eléctrica

En numerosos países en desarrollo, las comunidades o los individuos no pueden afrontar la instalación de un sistema híbrido o un sistema de FV doméstico. Por esta razón se requieren nuevos modelos de propiedad que les ayuden a aumentar las opciones de energías limpias.

La compañía eléctrica Grameen Shakti (GS) de Bangladesh¹², por ejemplo, ha introducido la idea de sistemas de microempresas. Bajo este modelo, un empresario instala el sistema en sus propias instalaciones y comparte la carga con algunos de sus vecinos. El propietario del sistema es responsable del pago de los plazos a la compañía eléctrica pero más del 50% está cubierto por las rentas recogidas de usuarios del sistema. El modelo de microempresa se ha hecho muy popular en lugares de comercio rural de Bangladesh y ha contribuido a aumentar los beneficios comerciales al ampliar las horas de comercio.

Actualmente hay más de 1.000 sistemas de microempresas operativas en mercados rurales.

referencias

12 [HTTP://WWW.GSHAKTI.ORG/SOLAR_MICROUTILITY.HTML](http://www.gshakti.org/solar_microutility.html)

caso práctico: estados insulares solares

estados insulares solares – un concepto de Greenpeace para ayudar a las compañías eléctricas insulares a funcionar sin combustible fósil

La idea de los estados insulares solares es una manera de lograr financiación de 'arriba a abajo', pero de planificar los sistemas 'de abajo a arriba', lo que significa la implicación de las comunidades a la hora de decidir dónde construir los sistemas y cómo gestionarlos.

A) financiación descendente, de arriba a abajo En islas remotas, los proyectos de electrificación rural e individual son, en general, demasiado pequeños para que resulten interesantes para los inversores extranjeros y el control de la calidad es difícil. Una solución propuesta por Greenpeace es juntar proyectos de generación de electricidad de islas enteras, de todo el estado insular (como, por ejemplo, las Maldivas) o incluso de varios estados insulares (como los 14 Estados insulares del Pacífico) en un único proyecto. De esta forma serían lo suficientemente grandes para ser financiados como un proyecto internacional por los países de la OCDE. Los mecanismos de financiación puede ser una mezcla de tarifa o prima mínima y una financiación que cubra los costes extras, tal y como se propone en la [R]evolución Energética, denominada FTSM (Mecanismo de apoyo al sistema de tarifas o primas mínimas, Feed-in Tariff Support Mechanism).

Un proyecto combinado costaría un mínimo de 2.000 millones de dólares, en el rango de la inversión en una central eléctrica de tamaño medio como una central térmica de carbón, haciendo de ello un proyecto relevante para las instituciones financieras internacionales y para proyectos de infraestructura. Un proyecto de este tamaño sería demasiado grande para un solo desarrollador de proyectos o para una pequeña compañía eléctrica insular ya existente pero sería interesante para inversores institucionales. Un proyecto de mayor envergadura logra también 'economías de escala' de forma que los desarrolladores de proyectos y fabricantes potenciales de hardware puedan operar con menos costes y un control de la calidad centralizado y garantías de rendimiento del equipo.

B) planificación ascendente, de abajo a arriba En un artículo de investigación del PNUD¹³ y otras muchas organizaciones se llega a unos resultados muy claros:

Casi todos los proyectos de energía renovable del Pacífico han resultado fallidos debido a la planificación desde arriba y al pésimo mantenimiento por falta de formación de técnicos locales. Sólo han sobrevivido unos cuantos proyectos que fueron planificados desde la comunidad. Se requieren una buena planificación y una organización de su mantenimiento con miras al futuro, para poder hacer realidad con éxito la electrificación rural con energía renovable.

referencias

13 PACIFIC ISLANDS RENEWABLE SPREP ENERGY PROJECT; A CLIMATE CHANGE PARTNERSHIP OF GEF, UNDP, SPREP AND THE PACIFIC ISLANDS, OCTOBER 2004, PETER JOHNSTON, JOHN VOS, HERBERT WADE



el cambio del diésel a las energías renovables

Actualmente la mayoría de las islas y estados insulares se abastecen casi exclusivamente con generadores diésel. Por ejemplo, en el Pacífico, Fiji, Papua Nueva Guinea y Samoa son los únicos países insulares del pacífico con un uso importante de otras fuentes para la generación de electricidad diferentes al diésel, principalmente hidráulica. El resto de las islas del Pacífico tienen entre el 90% y el 100% de suministro eléctrico por diésel.

Esta elevada cuota de diésel en el suministro eléctrico hace que los precios de la electricidad fluctúen en función de los precios globales del crudo, y los precios del diésel han aumentado considerablemente durante los 2 últimos años. El precio medio por litro de diésel aumentó de los 80 céntimos de dólar de 2006 a 1,70 dólares en 2008. Y, sin duda, la tendencia no será a la caída del precio del diésel, sino a una constante subida.

acceso limitado al diésel

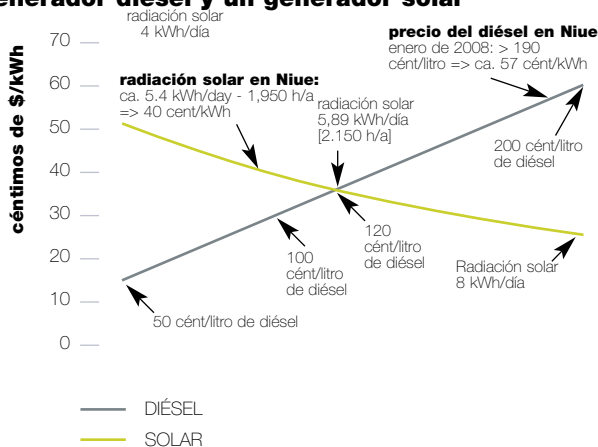
En algunos casos el acceso al diésel es difícil para islas remotas, lo que supone un problema constante para lograr un suministro eléctrico fiable para esas islas. Investigaciones sobre el acceso al diésel en países de las islas del Pacífico muestran problemas de acceso y/o ausencia de competencia, con la consiguiente subida de precios para los consumidores.

costes de generación para energía limpia en estados insulares

Los sistemas de electricidad solar son ya, en la mayoría de los casos, más económicos que la generación por diésel. En el gráfico de abajo se observan los costes del combustible por kWh bajo diferentes precios del diésel y la radiación solar por día (ambos excluyendo los costes de capital):

- Los sistemas FV solares de regiones con una media anual de 5,4 kWh/día de radiación solar (como Niue) pueden producir electricidad a un precio del combustible fósil de de 1,20 dólares por litro diésel.
- Si el diésel cuesta más de 1,20 dólares por litro, la energía solar fotovoltaica es más barata casi en todos los puntos de las islas del Pacífico.

caso práctico figura 1: comparación entre un generador diésel y un generador solar



fuelle SVEN TESKE / GREENPEACE INTERNACIONAL

financiación de compañías eléctricas insulares

Los principales obstáculos para el cambio de diésel a energía solar son los altos costes iniciales de inversión y las empresas eléctricas de los países de las Islas del Pacífico no pueden financiar las nuevas potencias requeridas de la energía solar. En el gráfico de abajo se ofrece un resumen del pago anual (pago total, incluyendo interés) y los costes de intereses de un sistema de 20 kW que se financiará completamente con un crédito blando al 3%, o un crédito bancario convencional al 6% y 10% a pagar en 20 años. El concepto de compañía eléctrica insular necesita superar esta barrera inversionista.

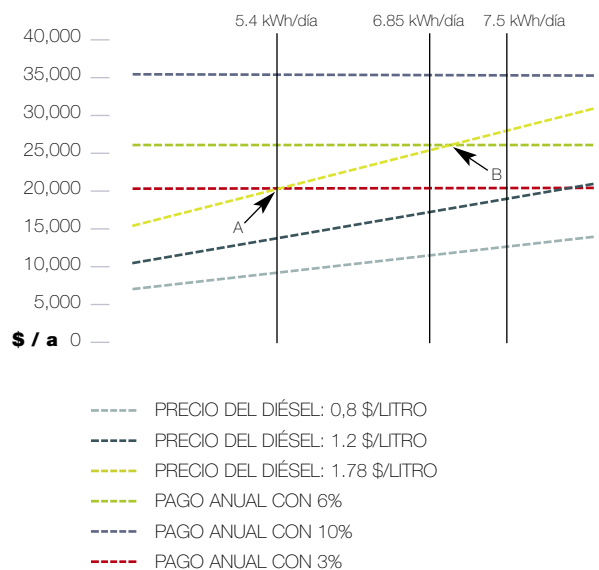
cómo leer el gráfico – ejemplos:

- En regiones con 5,4 kWh/día de energía solar, los ahorros anuales de diésel (con un precio del diésel de 1,78\$/L) pueden compensar las tasas de interés anual medias del crédito blando, con un interés del 3% y 20 años.
- En regiones con 6,95 kWh/día de energía solar, los ahorros anuales de combustible diésel (con un precio del diésel de 1,78\$/L) pueden compensar el pago total anual medio del crédito, con un interés del 10% y 20 años.

El ejemplo A muestra que un sistema solar puede financiarse sólo con los ahorros de combustible si el precio del diésel es de 1,78\$/L o superior.

Con un precio medio al consumidor de 15 céntimos/kWh, el umbral de rentabilidad para sistemas solares operados por una compañía eléctrica será de 1,3\$/L de diésel.

caso práctico figura 2: los ahorros anuales en combustible de una planta solar de 20 kW podrían financiar sistemas solares



fuelle SVEN TESKE / GREENPEACE INTERNACIONAL

redes inteligentes

GLOBAL

INTEGRAR GENERACIÓN RENOVABLE
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

¿POR QUÉ NECESITAMOS REDES
INTELIGENTES?

LA VISIÓN DE LAS REDES INTELIGENTES
PARA LA [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA



“...una visión de
sistemas eléctricos
futuros mejores y más
limpios...”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA DE CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA

imagen | MONTAJE DE CELDAS FOTOVOLTAICAS (PV) SOLARES EN CHINA. © GREENPEACE/ALEX



El término 'redes inteligentes' está siendo empleado por los medios de comunicación y por los políticos pero es muy difícil encontrar una definición comúnmente aceptada. Generalmente, el término significa una visión de sistemas eléctricos futuros más limpios y mejores, que utilicen más tecnologías de la información que los de hoy día. En esta sección se ofrece más información sobre la arquitectura final del sistema y los componentes inteligentes de estos sistemas eléctricos.

Algunas de las características de un sistema eléctrico basado en redes inteligentes están aún emergiendo de la investigación académica y el desarrollo de la industria, pero contamos ya con unos conocimientos y una experiencia suficientes para realizar una descripción de peso de los futuros sistemas eléctricos que utilizan redes inteligentes.

Para este informe definimos el término como:

Una red eléctrica que utiliza recursos energéticos distribuidos y comunicación avanzada y tecnologías de control para generar electricidad más económica, con menos intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero y en respuesta a las necesidades de los consumidores. Las redes inteligentes cuentan con formas más pequeñas de generar electricidad y unos porcentajes mayores de energía renovable, además de una gestión de la energía para equilibrar la carga de todos los usuarios del sistema. Las fuentes de energía están más cerca de los usuarios, en lugar de tener una unidad de gran tamaño, centralizada y a gran distancia.

Las auténticas redes inteligentes se basan en energía renovable sin emisiones de gases de efecto invernadero, aunque la tecnología de control puede hacer también un uso más eficiente de las centrales térmicas de combustible fósil y ayudar a integrar más renovables en redes más antiguas. Los sistemas eléctricos de hoy día contribuyen al 41% de las emisiones de carbono mundiales¹⁴. Es un hecho que los sistemas eléctricos del futuro necesitarán un porcentaje mucho mayor de renovables en el mix energético si queremos lograr los objetivos de reducción de emisiones globales que evitarán los niveles peligrosos del cambio climático.

El impacto en el cambio climático de las emisiones de carbono y otros gases de efecto invernadero fue definido en 1992, cuando 154 gobiernos y la Comunidad Europea firmaron la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático durante la Cumbre de la Tierra de Río. Hoy día se cuenta con muchos objetivos nacionales e internacionales para reducir esas emisiones. Por ejemplo, Dinamarca tiene un objetivo nacional del 50% de su consumo energético nacional a partir de renovables para 2050. La UE tiene un objetivo de producción del 20% de la energía a partir de renovables para 2020, comparado con el nivel actual del 8,5%.¹⁵

Pero sólo podemos estabilizar los niveles de emisiones de carbono en la atmósfera y reducir el impacto del cambio climático con sistemas eléctricos futuros operando con un margen de un 80% a un 90% de energías renovables.

En este capítulo se explica el concepto de los sistemas eléctricos del futuro basados en redes inteligentes con grandes niveles de renovables capaces de garantizar el suministro en todo momento. Presentamos

referencias

14 [HTTP://WWW.IEA.ORG/WEO/DOCS/WEO2009/CLIMATE_CHANGE_EXCERPT.PDF](http://www.iea.org/weo/docs/weo2009/climate_change_excerpt.pdf)

15 [HTTP://EURLEX.](http://eurlex.europa.eu/lexuriserv/lexuriserv.do?uri=OJ.L:2009:140:0016:0062:EN:PDF)

EUROPA.EU/LEXURISERV/LEXURISERV.DO?URI=OJ.L:2009:140:0016:0062:EN:PDF
© GWEC/WIND POWER WORKS

soluciones técnicas y proyectos existentes para ilustrar los elementos claves de un sistema eléctrico del futuro con fuentes limpias y apoyados en redes inteligentes.

2.1 integración de energía renovable en sistemas eléctricos: ¡es un hecho posible!

La tarea clave de cualquier sistema eléctrico, con o sin generación de energía renovable, es mantener activo el sistema eléctrico las 24 horas del día, 7 días a la semana, y para ello el sistema debe equilibrar el consumo y la generación de electricidad en todo momento, y la red debe diseñarse para poder afrontar los diferentes estados del sistema.

2.1.1 integración de la energía renovable en los sistemas eléctricos

La tarea de integrar tecnologías de energía renovable en sistemas eléctricos existentes es similar en todos los sistemas eléctricos del mundo, tanto en sistemas centralizados de gran tamaño como en sistemas insulares. El objetivo principal de la operación del sistema eléctrico es equilibrar el consumo y la generación de electricidad en todo momento.

Se necesita una planificación exhaustiva que permita garantizar que la producción disponible pueda hacer frente a la demanda en todo momento. Además de equilibrar constantemente el suministro y la demanda, el sistema eléctrico debe también ser capaz de:

- Cumplir con los estándares de calidad de la energía eléctrica-voltaje/frecuencia que puede requerir equipo técnico adicional en el sistema eléctrico y soporte de otros servicios complementarios (ver apéndice 1 para definiciones de términos); y
- Superar situaciones extremas, como interrupciones de suministro repentinas (ej. un fallo en una unidad de generación) o la interrupción del sistema de transmisión.

Generalmente los sistemas eléctricos utilizan fuentes de energía barata como centrales de carga base que operan la mayor parte del tiempo a su capacidad máxima. Estas unidades centralizadas son, a menudo, recursos de generación 'inflexibles', lo que significa que son bastante ineficientes y, al mismo tiempo, el cambio de su producción a lo largo del día es caro, para adaptarse a la energía que usan los consumidores (variación de la carga).

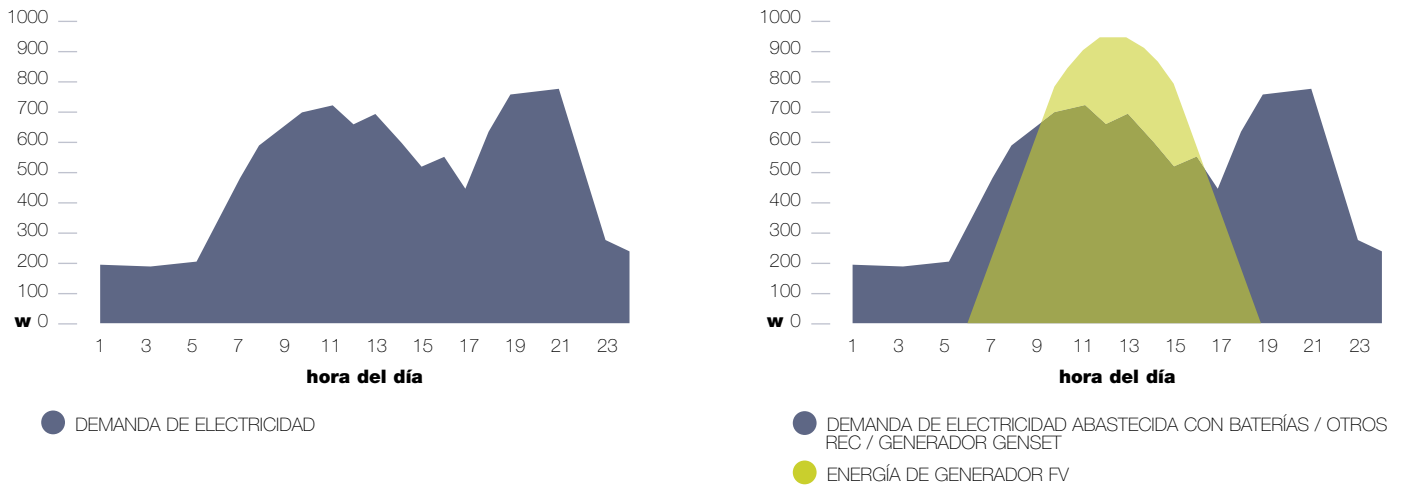
“El concepto de redes inteligentes es nuevo para las redes eléctricas en Europa.

... [Es] una visión compartida que permite a las redes eléctricas europeas alcanzar retos y oportunidades del siglo XXI [y] cumple con las expectativas de la sociedad.”

PLATAFORMA TECNOLÓGICA EUROPEA DE REDES INTELIGENTES PARA LAS REDES ELÉCTRICAS DEL FUTURO: VISIÓN Y ESTRATEGIA PARA LAS REDES ELÉCTRICAS EUROPEAS DEL FUTURO.

[HTTP://WWW.SMARTGRIDS.EU/DOCUMENTS/VISION.PDF](http://www.smartgrids.eu/documents/vison.pdf)

figura 8: variaciones de carga típicas en un periodo de 24 horas y fuentes de generación que suministran la carga en un sistema híbrida con FV y baterías



fuelle SISTEMAS HÍBRIDOS BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES: UNA SOLUCIÓN ECONÓMICA Y ADECUADA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL, ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION. ALLIANCE FOR RURAL ELECTRIFICATION, [HTTP://WWW.RURALELEC.ORG/](http://www.ruralelec.org/).

En realidad, la carga varía a lo largo del día (ver figura 8), lo que implica la necesidad de recursos adicionales de generación energética flexibles para generar la cantidad de energía adecuada. Para sistemas eléctricos más grandes, normalmente se utilizan las centrales térmicas de ciclo combinado o las hidráulicas con una capacidad de almacenamiento suficiente para seguir las variaciones de carga diarias. En los sistemas eléctricos insulares convencionales se utilizan, en general, varios generadores diésel (gensets) pequeños para generar un suministro ininterrumpido.

Varios gensets tienen que operar continuamente en el punto de su mayor eficiencia y uno de ellos se utiliza para seguir las variaciones de la carga.

El impacto que supone agregar generación con energías renovables en un sistema centralizado convencional o en un sistema insular afectará a la forma de funcionamiento del sistema de electricidad convencional.

El nivel de impacto depende de la tecnología de energía renovable:

- Biomasa/geotérmica/termosolar/hidráulica con almacenamiento: se puede regular el rendimiento, es decir, pueden abastecer una carga base y también una carga pico;
- Energía hidráulica sin almacenamiento/fotovoltaica/eólica: la producción de energía depende de la disponibilidad de los recursos naturales, por lo que la producción es variable.¹⁶

Hay dos tipos importantes a tener en cuenta a la hora de introducir energía renovable en microrredes: el impacto del balance entre demanda y generación y el impacto de la fiabilidad.

El impacto del balance se refiere a los ajustes, a corto plazo, necesarios para gestionar las fluctuaciones en un periodo que va de algunos minutos a horas antes del momento de distribución. En sistemas eléctricos sin generación eléctrica variable puede haber un desajuste entre la demanda y el suministro. Las razones podrían ser que no se previó correctamente la carga de energía, o que una central eléctrica convencional no está operando según se planificó, por ejemplo una estación eléctrica se ha disparado debido a un problema técnico.

Al agregar una fuente de generación de electricidad variable aumenta el riesgo de que no se alcancen las previsiones de generación en el sistema eléctrico, por ejemplo, debido a unas condiciones meteorológicas cambiando a mayor velocidad de la prevista en la zona. El impacto final en el sistema depende del volumen y la distribución de las fuentes de energía variable. Una cantidad determinada de energía eólica distribuida en una zona geográfica mayor tendrá un menor impacto en el equilibrio del sistema que la misma cantidad de energía eólica concentrada en un punto determinado, ya que la distribución geográfica facilitará la generación de energía renovable. El equilibrio del sistema es relevante para:

- **La planificación diaria**, que tiene que garantizar que hay una generación suficiente disponible para adecuarse a la demanda esperada teniendo en cuenta la generación prevista de fuentes de energía de generación variable (generalmente de 12 a 36 horas antes).
- **El balance del sistema a corto plazo**, que asigna recursos de ajuste para cubrir eventos como un desajuste entre generación/demanda previstos o la pérdida repentina de generación (generalmente segundos a horas antes de la planificación). En los sistemas eléctricos insulares, ambos aspectos deben ser gestionados automáticamente por el sistema (ver apartado 1.3.2 sobre Enfoques de control para más detalles).

referencias

16 EN ALGUNOS CASOS ESTAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES SE DESCRIBEN COMO FUENTES 'INTERMITENTES' PERO LA TERMINOLOGÍA NO ES DEL TODO CORRECTA, YA QUE INTERMITENTE SIGNIFICA INCONTROLABLE, ES DECIR, NO DESPACHABLE, CUANDO LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE ESTAS CENTRALES DE GENERACIÓN PUEDE PREVERSE, CON LO QUE PUEDE SER DESPACHADA. ADEMÁS, PUEDEN SER OPERADAS SIEMPRE CON REGULACIÓN DECRECIENTE SI FUERA NECESARIO.

imagen COMO PARTE DEL LANZAMIENTO DEL INFORME [R]EVOLUCIÓN ENERGÉTICA EN BRASIL, GREENPEACE INSTALÓ 40 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS QUE ABASTECEN LA OFICINA DE GREENPEACE EN SAO PAULO.



© G. RODRIGO BALEIA

El impacto de la fiabilidad es un concepto que indica hasta qué grado se dispondrá de generación suficiente para cumplir en todo momento con las demandas pico. Ningún sistema eléctrico puede ser 100% fiable, ya que habrá siempre una pequeña posibilidad de fallos de importancia en las centrales eléctricas o en las líneas de transmisión cuando la demanda sea alta. Pero, a menudo, la producción de energía renovable está más distribuida que la de centrales eléctricas grandes convencionales, por lo que se reduce el riesgo de caídas inesperadas de unidades de producción individuales importantes. Por otra parte, la generación de energía renovable reduce la probabilidad de que la generación de energía esté disponible sólo en momentos de alta demanda, añadiendo complejidad a la planificación del sistema.

La fiabilidad es importante para la planificación a largo plazo del sistema, evaluando la idoneidad del sistema generalmente con 2 a 10 años de antelación. La planificación a largo plazo del sistema con fuentes de generación variables es un reto por los lugares donde se localizan los recursos. Para lograr un alto nivel de energía renovable en el sistema, las centrales deben situarse idealmente a cierta distancia entre ellas, por ejemplo, empleando energía solar del sur de Europa cuando no haya energía eólica o esté muy limitada en el norte de Europa. Estos asuntos se discuten más detenidamente en la Sección 3 que estudia las superredes.

En sistemas eléctricos insulares, los generadores eléctricos se ubican generalmente a poca distancia entre ellos, lo que significa que debe haber un mix de diferentes tecnologías de generación en el sistema insular o que deben sobredimensionarse en parte, para garantizar que haya en todo momento suficiente capacidad de generación. Esto se realiza básicamente añadiendo algunos generadores diésel de reserva. Además, los sistemas eléctricos insulares pueden ajustar la demanda eléctrica para alcanzar el suministro, en lugar de al revés. Este enfoque se denomina gestión de la demanda. Un ejemplo de una carga 'flexible' en sistemas insulares para gestión de la demanda son las bombas de agua y las bombas de irrigación, que pueden encenderse y apagarse en función del suministro de electricidad de cada momento. Los retos básicos de planificación para integrar tecnología de renovables en sistemas eléctricos no son nuevos en el diseño de sistemas energéticos. Se aplican a todos los sistemas del mundo independientemente de su mezcla de capacidades, sus niveles de demanda y el diseño del mercado. Una mayor penetración de generación variable de renovables introducen nuevos retos pero la experiencia nos muestra que esta penetración de renovables puede alcanzar importantes niveles también en los sistemas eléctricos insulares (ver capítulo 4).

En Dinamarca, por ejemplo, la energía eólica abasteció el 21,22% del consumo nacional en 2007.¹⁷ Muchas veces, en especial durante las noches con vientos muy fuertes y una carga baja, la energía eólica producida excede el consumo local, y es en esos casos cuando el excedente de eólica se exporta a los países vecinos.

2.1.2 carga base y balance del sistema

El balance energético pretende mantener una frecuencia consistente en el sistema. La frecuencia de la red describe la frecuencia a la que la electricidad de CA pasa del generador al usuario final y se mide en Hertzios (Hz). La frecuencia varía en un sistema según va cambiando la carga (la demanda). En una red eléctrica operando casi al máximo de su capacidad punta puede haber fluctuaciones rápidas de frecuencia, pudiendo producirse serios ejemplos justo antes de un importante apagón eléctrico.

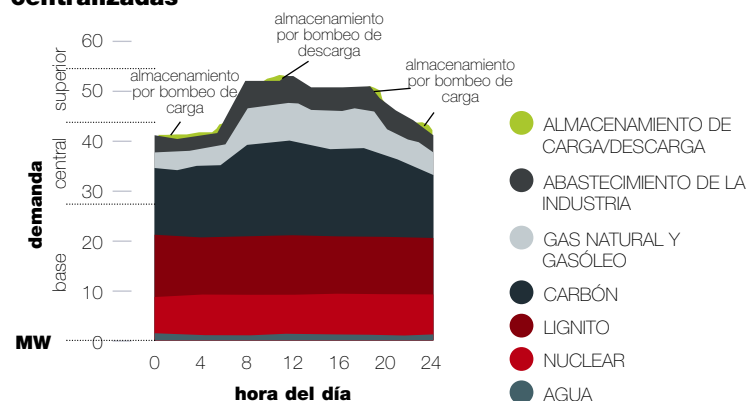
Los técnicos de sistemas planifican con muchos años de antelación para que la producción disponible pueda adecuarse en todo momento a la

demanda y puedan mantenerse a un mínimo las variaciones de frecuencia. En el pasado, la planificación de la generación y del sistema eléctrico eran tareas de las que se encargaba una compañía centralizada, generalmente la compañía responsable de operar el sistema de transmisión (operador de sistema de la transmisión – OST). Hoy en día, la planificación de las inversiones en generación está descentralizada y se ve influida por los precios de mercado de la electricidad.

Los sistemas eléctricos existentes en el mundo han desarrollado algunas tecnologías y recursos de generación, influidos a menudo por la política energética nacional. Básicamente los sistemas energéticos han sido diseñados alrededor de grandes centrales eléctricas que suministran capacidad de carga base, es decir, centrales eléctricas de carga base de más de 660 MW de capacidad operando casi constantemente a capacidad máxima (ver también la figura 9).

Estas unidades centralizadas, generalmente centrales nucleares o de carbón, son recursos de generación inflexibles; no pueden 'seguir la carga', es decir, cambiar su suministro a lo largo del día para adaptarse a la demanda. Cambiar su capacidad operativa es ineficiente y costoso, y las unidades grandes centralizadas requieren una importante inversión en infraestructura de red.

figura 9: variaciones típicas de la demanda en 24 horas y fuentes de generación suministrando la demanda en un sistema eléctrico con grandes unidades centralizadas



En Finlandia se planificó la expansión de la central nuclear de Olkiluoto para generar 1.600 MWe extras para estar operativa en 2012. Ahora no está claro cuando se completará, ni siquiera si se completará. Para la viabilidad de esta expansión se requiere una línea de transmisión submarina de 800 MW desde las inmediaciones de Olkiluoto hasta Suecia para poder exportar el excedente de producción de electricidad. Esta mejora considerable de la red es necesaria en el sistema eléctrico escandinavo para una operación de carga base de la central nuclear de Olkiluoto ampliada.

La carga varía con el tiempo (ver figura 9) por lo tanto las fuentes de generación más flexibles pueden 'seguir la carga'. Algunas tecnologías pueden hacer ya esto, como las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT) o las centrales hidráulicas que poseen una capacidad de almacenamiento importante para poder hacer frente a las variaciones a lo largo del día. Los sistemas eléctricos con grandes cantidades de recursos de generación inflexibles, como las centrales nucleares, requieren también una importante cantidad de recursos de generación flexibles.

referencias

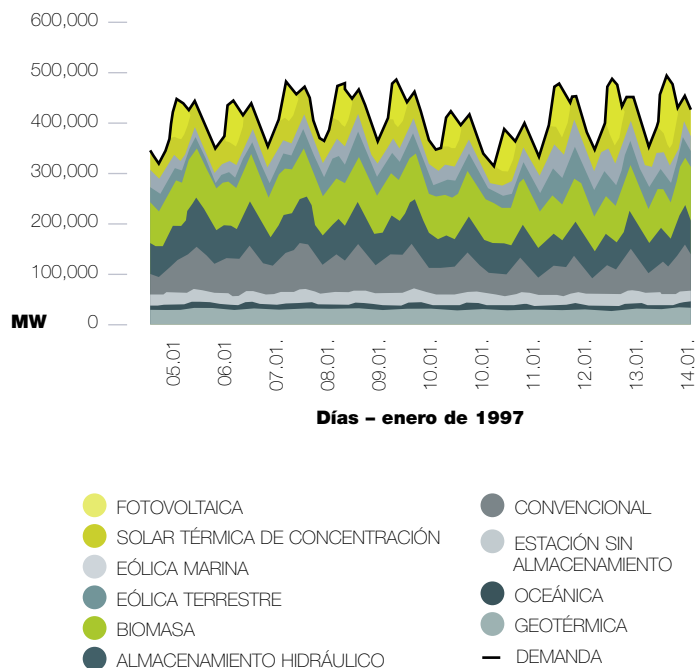
17 ENERGÍA EÓLICA PARA COMBATIR EL CAMBIO CLIMÁTICO, CÓMO INTEGRAR LA ENERGÍA EÓLICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO, POR ENERGINET.DK, EL OPERADOR DE RED DANÉS, [HTTP://WWW.E-PAGES.DK/ENERGINET/126/](http://www.e-pages.dk/energinet/126/)

2.1.3 carga base y generación de energía renovable flexible

La energía renovable integrada en una red inteligente cambia la necesidad de energía de 'carga base'. En la nueva visión de la energía, es mejor pensar en la energía como 'inflexible' o 'flexible'. En países con un buen apoyo de la energía renovable y recursos naturales, por ejemplo en España, las tecnologías renovables limpias abastecen ya más del 40% de la demanda diaria en determinados días. En todo el mundo podemos originar un cambio energético basado en renovables que redefina la necesidad de energía de 'carga base'. En su lugar, un mix de proveedores de energía flexible puede seguir la carga durante el día y la noche (p.ej. solar más gas, geotérmica, eólica y gestión de la demanda), sin apagones.

En la figura 10 se observa una situación típica con importante generación variable de renovables (en este caso principalmente FV) en el sistema energético europeo. Aquí, geotérmica, oceánica y hidráulica sin almacenamiento operan en carga base y las convencionales, en este caso de gas, y biomasa se utilizan para seguir las variaciones provocadas por cambios en la demanda y cambios en generación de renovables como la solar FV y la eólica.¹⁸

figura 10: producción eléctrica (en MW) con diferentes fuentes y demanda total en Europa durante las condiciones meteorológicas extremas de enero



fuerce ENERGINAUTICS

¿barreras técnicas o económicas?

En el ejemplo de España, el suministro eléctrico con renovable supera ya el 40% de la demanda diaria en determinados días. El sistema energético es capaz de tratar esto, no se han producido apagones ni problemas técnicos de importancia, pero la industria de las renovables se enfrenta a una barrera económica porque España tiene ahora una sobrecapacidad de producción. España tiene ahora más capacidad de generación que demanda y la diferencia se hace aún mayor debido a la crisis económica. La razón de esto es que se construyó potencia extra de las renovables (y cogeneración) con la intención de situar a España ante un futuro con energía renovable limpia sin haber desmantelado las centrales convencionales hasta el momento.

Ahora la generación de renovables ocupa una cuota de mercado creciente en el suministro de electricidad, restándola de las centrales convencionales con combustible fósil. Las centrales con energía convencional venden menos kWh de la cantidad planificada en origen y no pueden hacer funcionar ya las centrales en modo de carga base, lo que incrementa los costes de operación y disminuye el beneficio de cada kWh vendido. En España, los operadores de centrales convencionales han comenzado a actuar como un grupo de presión contra la generación de energía renovable por los impactos que conlleva en sus planes la generación con renovables. Básicamente son proveedores de energía en carga base, que cada vez se necesita menos con los mayores volúmenes de renovables en el sistema energético.

En lugar de ello se necesitan unidades de generación más flexibles y de rápido control. En este caso, la integración de energía renovable a gran escala es cada vez más un asunto económico y menos un asunto técnico. Las barreras proceden de empresas reacias a abandonar su inversión económica en centrales convencionales de energía en carga base.

Las centrales eléctricas desmanteladas, o 'activos obsoletos', para determinadas compañías no son una razón con suficiente peso para frenar el desarrollo de una importante infraestructura de energía renovable. Greenpeace aboga por reducir de manera considerable nuestra dependencia de la energía nuclear y del carbón con el fin de frenar el cambio climático y sus impactos tan devastadores para el planeta. Las opciones energéticas están tan avanzadas que las unidades de base centrales convencionales no tendrán que jugar ningún papel en el futuro sistema energético basado en las renovables, aunque la industria de la energía está planeando aún más centrales nucleares y de carbón en Europa, lo que no encaja en un sistema futuro a base de renovables. Esas centrales no son suficientemente limpias y no pueden ser operadas con suficiente flexibilidad para encajar en el sistema energético del futuro.

referencias

18 EN PRINCIPIO PODRÍA USARSE TAMBIÉN LA GEOTÉRMICA PARA GENERAR ELECTRICIDAD QUE SIGA LA CARGA.

imagen LA EMPRESA BERLINESA GEOSOL MONTANDO LA PLANTA DE ENERGÍA SOLAR (FOTOVOLTAICA) "LEIPZIGER LAND" PROPIEDAD DE SHELL SOLAR EN UNA ANTIGUA ZONA DE CARBÓN CERCA DE LEIPZIG, SACHSEN (ALEMANIA).



2.2 ¿por qué necesitamos redes inteligentes para una alta penetración de las energías renovables?

Los sistemas energéticos futuros de todo el mundo necesitarán basarse en renovables con más de un 90% del consumo abastecido por tecnologías renovables como la eólica, la solar, la biomasa o la hidráulica.

Hasta ahora el desarrollo de la tecnología de energías renovables ha dedicado un gran esfuerzo a ajustar el rendimiento técnico a las necesidades del sistema energético, principalmente adaptándose a procedimientos de operación (ver apéndice 2 sobre procedimientos de operación). Por esta razón los grandes aerogeneradores cumplen con los mismos procedimientos de operación que las centrales eléctricas convencionales y los parques eólicos se han convertido en centrales eléctricas de energía eólica. Pero ha llegado el momento de que los sistemas eléctricos se ajusten mejor a las necesidades de generación de energía variable, es decir, el sistema eléctrico ha adquirido más flexibilidad y es menos dependiente de centrales eléctricas convencionales de gran tamaño e inflexibles.

El ejemplo danés de integrar importantes cuotas de energía eólica en el sistema eléctrico ha sido posible, en gran medida, por la disponibilidad de energía hidráulica muy flexible desde Escandinavia, que se utiliza para equilibrar las variaciones de energía eólica. Recursos similares no están disponibles en todos los lugares, por lo que el sistema eléctrico ha de ganar flexibilidad con otros métodos. La tecnología de redes inteligentes jugará un importante papel a la hora de conseguir esto, en particular, integrando la gestión de la demanda en la operación del sistema eléctrico.

El sistema eléctrico del futuro no será un conjunto de centrales eléctricas centralizadas, sino de cientos de miles de unidades de generación como paneles solares, aerogeneradores y otras unidades de generación de renovables, distribuidas en parte por la red y en parte concentradas en grandes centrales eléctricas, como los parques eólicos marinos. Las soluciones de redes inteligentes ayudarán a supervisar y a integrar esta diversidad en la operación del sistema eléctrico y a la vez facilitará la

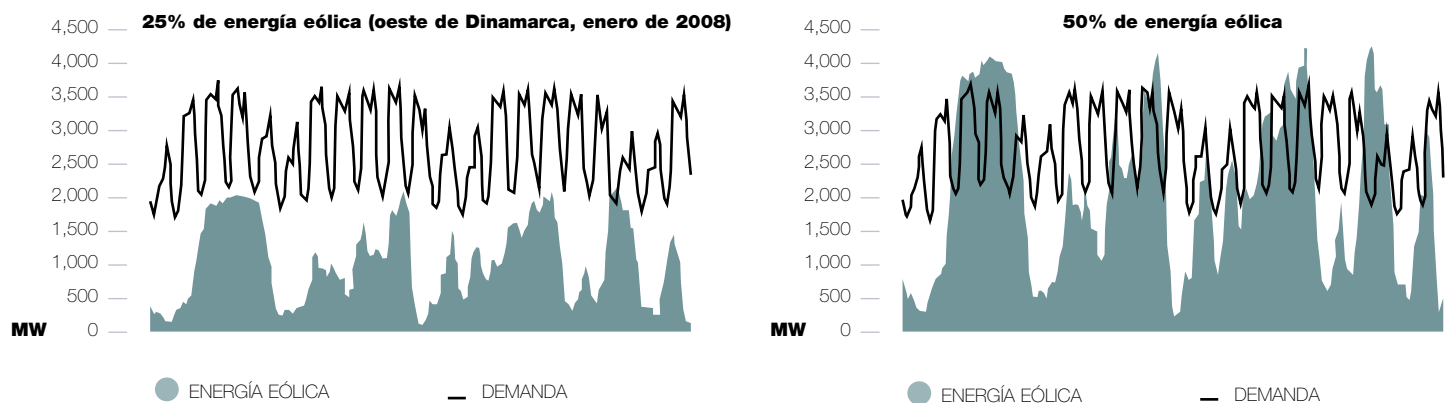
interconexión.

El compromiso es que la planificación del sistema energético será más compleja debido al mayor número de activos de generación y a la importante cuota de generación de energía variable que provocan un cambio constante de flujos energéticos en los sistemas eléctricos. Se hará necesaria la tecnología de redes inteligentes para apoyar la planificación del sistema eléctrico, es decir, para apoyar de manera activa la planificación previa y el ajuste del sistema eléctrico ofreciendo información en tiempo real sobre el estado de la red y de las unidades de generación junto con las previsiones meteorológicas. La tecnología de redes inteligentes jugará también un importante papel a la hora de garantizar que los sistemas puedan hacer frente en todo momento a la demanda punta. La tecnología de redes inteligentes hará un mejor uso de los activos de distribución y de transmisión, lo que limitará con ello la necesidad de ampliar la red de transmisión al mínimo absoluto.

Las redes inteligentes utilizan tecnología de la información y la comunicación (TIC) para activar un sistema eléctrico basado en fuentes de energía renovables. El TIC en redes inteligentes se utiliza para:

- Interconectar fácilmente un gran número de activos de generación renovable en el sistema eléctrico (plug and play- conectar y listo);
- Crear un sistema eléctrico más flexible mediante la gestión de la demanda a gran escala y la integración del almacenamiento para equilibrar el impacto de los recursos de generación renovable variables;
- Ofrecer al operador del sistema una mejor información sobre el estado del mismo, con el que puedan operar de manera más eficiente el sistema;
- Minimizar las actualizaciones de la red utilizando activos de redes de manera eficiente y apoyando una coordinación eficiente de generación energética en zonas geográficas muy grandes para generación de energía renovable.

figura 11: energía eólica en el sistema eléctrico occidental de Dinamarca



En la figura de la izquierda se muestra un 25% de energía eólica en el sistema eléctrico de la parte occidental de Dinamarca, mientras que en la figura de la derecha se muestra un 50% de penetración de eólica (eólica en gris/demanda como una línea naranja). Puede observarse que con mayores niveles de penetración, en algunas ocasiones habrá un

excedente de energía eólica, mientras que en otras no será suficiente para abastecer la carga. Por ello el sistema eléctrico debe ser más flexible para seguir a la generación de energía renovable variable, por ejemplo ajustando la demanda mediante la gestión de la demanda y/o desplegando sistemas de almacenamiento.

fuelle INFORME DE ECOGRID FASE 1, DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.ENERGINET.DK/NR/rdonlyres/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/ECOGRIIDK_PHASE1_SUMMARYREPORT.PDF](http://www.energinet.dk/NR/rdonlyres/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/ECOGRIIDK_PHASE1_SUMMARYREPORT.PDF).

2.4 visión de las redes inteligentes para la [R]evolución Energética

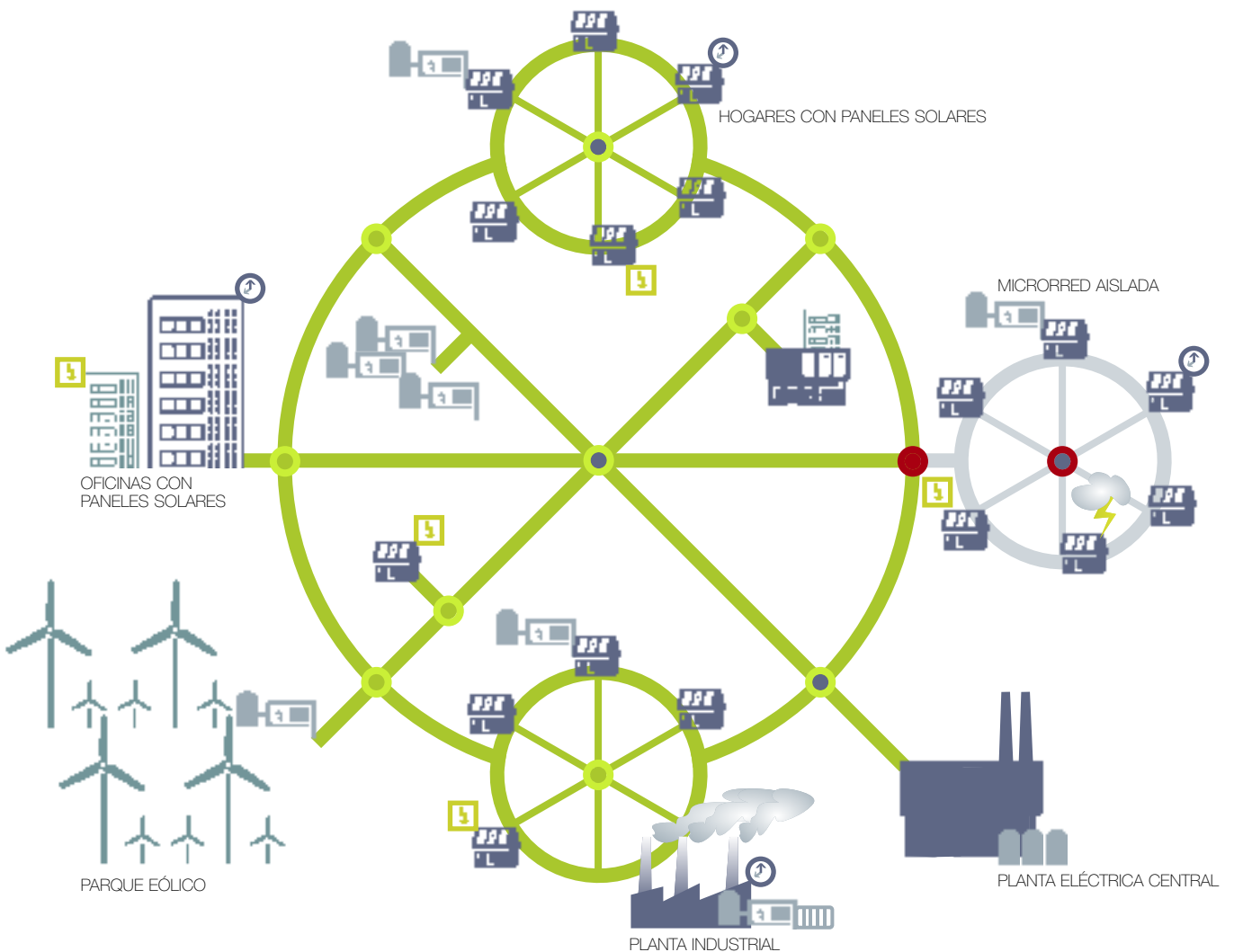
Para desarrollar un sistema eléctrico basado casi enteramente en fuentes de energía renovables se necesitará una nueva visión global de la arquitectura de sistema energético –incluyendo tecnología de redes inteligentes, que a su vez necesitará mucho esfuerzo para

emerger.¹⁹ En la figura 12 se muestra una representación gráfica muy básica de los elementos claves de los sistemas energéticos basados en renovables del futuro utilizando tecnología de redes inteligentes.

La investigación continuada y el desarrollo dinámico de la tecnología permitirán definir una arquitectura del sistema más detallada de la visión de las redes inteligentes. En algunos países se han dado ya los primeros pasos en el proceso de transición hacia un nuevo sistema energético

figura 12: visión de la red inteligente para la [R]evolución Energética

UNA VISIÓN PARA EL FUTURO – UNA RED DE MICRORREDES INTEGRADAS QUE PUEDEN CONTROLARSE Y REPARARSE POR SÍ MISMAS.



- LOS **PROCESADORES** EJECUTAN ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ESPECIALES EN MICROSEGUNDOS
- **SENSORES** EN ESPERA – DETECTAN FLUCTUACIONES Y PERTURBACIONES, Y PUEDEN SEÑALAR ÁREAS PARA SU AISLAMIENTO
- **SENSORES** ACTIVADOS – DETECTAN FLUCTUACIONES Y PERTURBACIONES Y PUEDEN SEÑALAR ÁREAS PARA SU AISLAMIENTO



LOS **PEQUEÑOS ELECTRODOMÉSTICOS** PUEDEN APAGARSE EN RESPUESTA A FLUCTUACIONES DE FRECUENCIA



EL USO DE LA **GESTIÓN DE LA DEMANDA** PUEDE CAMBIARSE A HORAS DE MENOS CARGA PARA AHORRAR



LA ENERGÍA GENERADA POR PEQUEÑOS GENERADORES Y PANELES SOLARES PUEDEN REDUCIR LA DEMANDA TOTAL EN LA RED



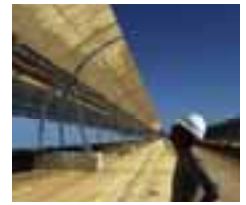
LA ENERGÍA DE **ALMACENAMIENTO** GENERADA EN HORAS DE MENOS CARGA PUEDE ALMACENARSE EN BATERIAS PARA SER USADA MÁS TARDE



PERTURBACIÓN EN LA RED

referencias

19 VER TAMBIÉN EL INFORME DE ECOGRID FASE 1, DISPONIBLE EN:
[HTTP://WWW.ENERGINET.DK/NR/rdonlyres/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/ECOGRIDDK_PHASE1_SUMMARYREPORT.PDF](http://www.energinet.dk/NR/rdonlyres/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/ECOGRIDDK_PHASE1_SUMMARYREPORT.PDF)



basado en renovables utilizando tecnología de redes inteligentes. En este apartado se presentan innovadores proyectos de demostración sobre la tecnología de redes inteligentes.

En los ejemplos se muestra que la tecnología de redes inteligentes es mucho más que una simple medición inteligente y que no es necesario que comience de cero el desarrollo de la tecnología. En muchos casos hay ya suficiente experiencia para pasar de proyectos de demostración a un despliegue a gran escala. El mayor problema al que se enfrenta ahora la industria de los sistemas energéticos no es la falta de ideas ni de posibles soluciones, sino la falta de incentivos para probar e implantar soluciones en sistemas energéticos reales. La comprobación y los ejemplos reales son esenciales para ganar un conocimiento adicional con los miles o incluso decenas de miles de dispositivos eléctricos en el mundo real comparado, en muchas ocasiones, con sólo unos cuantos dispositivos utilizados en proyectos de demostración. Los incentivos ayudan a aplicar nueva tecnología en sistemas eléctricos existentes. Pero los sistemas de transmisión son monopolios clásicos, por lo que tienen pocos incentivos para innovar y para ganar una mayor cuota de mercado.

El concepto de red inteligente se enfoca básicamente hacia aplicaciones conectadas a la red de baja o media tensión utilizando tecnologías de IT para monitorizar y controlar diferentes aplicaciones, como pequeñas tecnologías de generación (FV, eólica) y sistemas de almacenamiento o tecnologías de demanda como vehículos eléctricos o bombas de calor. Pero la visión de la red inteligente es un enfoque completo del sistema energético que no se limita a una red de distribución en particular. Redes inteligentes, microrredes y superredes, todas ellas son necesarias para trabajar en armonía y crear un ajuste del sistema día a día y también para transportar energía desde áreas con grandes cantidades de recursos renovables hasta zonas con una gran demanda de electricidad.

2.4.1 soluciones de redes inteligentes para la integración de renovables utilizando microrredes

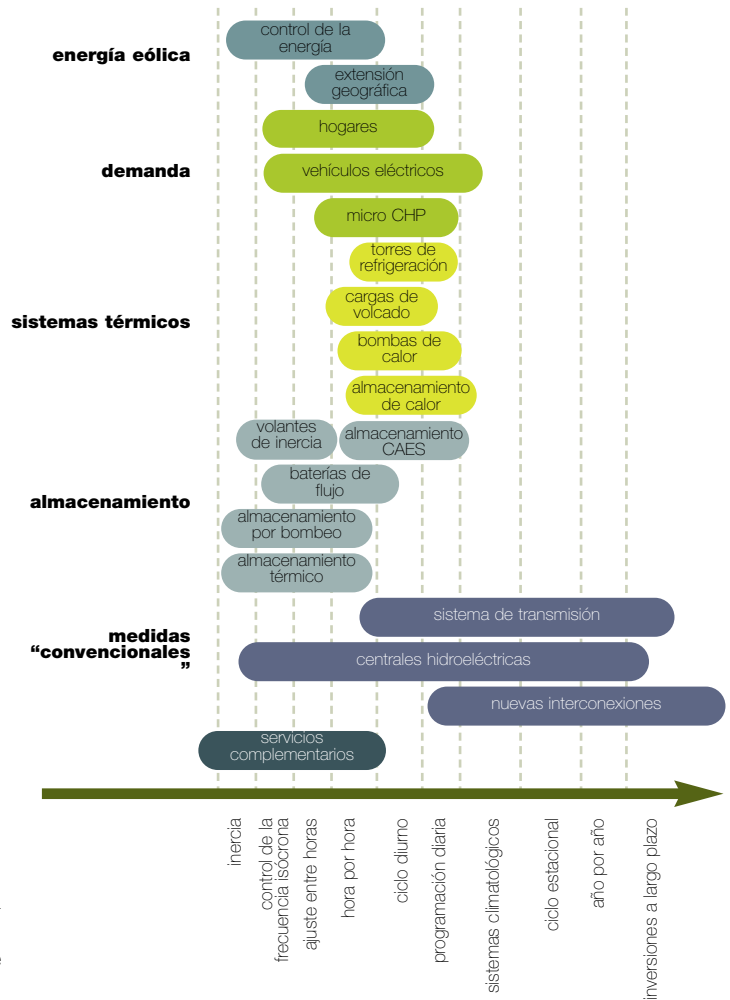
La integración a gran escala de recursos de energía renovable en el sistema energético requerirá nuevas medidas para dotar de una mayor flexibilidad al sistema energético en varias escalas de tiempo. En la figura 13 puede verse un resumen de una selección de nuevas medidas en relación con su impacto en el tiempo en el proceso de ajuste. La integración de esas nuevas medidas en la operación del sistema eléctrico requerirá nuevas soluciones de TCI, que pueden considerarse parte de la visión de redes inteligentes para la [R]evolución Energética.

En la figura 13 se observa la extensa gama de posibles opciones para hacer más flexible el sistema energético, para acoplar el balance desde un marco de tiempo muy corto (segundos) a un balance diario (planificación diaria). Los aspectos a largo plazo se refieren a los ciclos climatológicos estacionales y a la necesidad de abastecer en demanda punta en todo momento. Por lo tanto, en la planificación del sistema energético se deben incluir grandes áreas geográficas. Este es el punto cuando la visión de la red inteligente se encuentra con la visión de la superred. Para un buen funcionamiento de las redes inteligentes se necesitan microrredes en la red de distribución. En el capítulo 1 se ofrecen ejemplos de microrredes insulares y rurales.

De manera general, el término microrred se refiere a la infraestructura de monitorización y control de IT en el nivel de distribución. Cada nivel de distribución representará una única microrred permitiendo funciones seleccionadas basadas en los recursos o las tecnologías disponibles en la red de distribución. Las tareas claves de las microrredes en un sistema de redes inteligentes son:

- Permitir una participación informada de los clientes encaminada a apoyar la gestión de la demanda;

figura 13: resumen de medidas nuevas y convencionales en relación con el impacto del tiempo en el proceso de balance



fuentes INFORME PRELIMINAR DE ECOGRID PHASE 1, DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.ENERGINET.DK/NR/RDONLYRES/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/ECOGRIIDK_PHASE1_SUMMARYREPORT.PDF](http://www.energinet.dk/NR/RDONLYRES/8B1A4A06-CBA3-41DA-9402-B56C2C288FB0/0/ECOGRIIDK_PHASE1_SUMMARYREPORT.PDF)

- Supervisar y controlar todas las opciones de generación y de almacenamiento en la red de distribución;
- Permitir nuevos productos y servicios como la gestión de la demanda y las centrales eléctricas virtuales;
- Tratar localmente las perturbaciones en el sistema energético, por ejemplo mediante la prevención automática o la prevención de fallos en el sistema energético o mediante la restauración automática en caso de un arranque en negro.

A continuación, se pueden observar ejemplos seleccionados de aplicaciones existentes de redes inteligentes enfocadas principalmente a la planificación diaria y apoyo al balance. El enfoque principal aquí es ver cómo funcionan juntas las tecnologías de microrredes y de redes inteligentes para lograr una determinada funcionalidad, con un menor énfasis en el control final y la estructura de la información.

Los ejemplos siguientes son sólo una selección de posibles aplicaciones de redes inteligentes para la integración a gran escala de la energía renovable en el sistema energético; muchos más están actualmente en periodo de investigación y/o de desarrollo.

2.4.2 gestión de la generación de electricidad

La central eléctrica virtual (CEV) Una central eléctrica virtual interconecta diferentes centrales eléctricas reales (de diversa naturaleza, como solar, eólica e hidráulica) así como dispositivos de almacenamiento distribuidos en el sistema eléctrico mediante tecnología de la información. Esta CEV puede diseñarse/operarse para que cumpla siempre con un programa determinado. Desde la perspectiva del sistema eléctrico total, una CEV es similar a una central eléctrica convencional y simplificará la programación diaria. La variabilidad de algunas tecnologías de energía renovable se tiene en cuenta en la CEV y no es necesario que sea tratada en la planificación diaria del sistema eléctrico.

Un ejemplo real es la central eléctrica combinada de energía renovable que fue desarrollada por tres empresas alemanas y está ahora operativa en ese país.²⁰ La CEV interconecta y controla once parques eólicos, veinte centrales solares, cuatro centrales de cogeneración de biomasa, más una unidad de almacenamiento por bombeo, todas ellas distribuidas por Alemania. La CEV combina así las ventajas de diferentes fuentes de energía renovables. Los aerogeneradores y los módulos solares ayudan a generar electricidad en función de la cantidad de viento y de sol disponibles. Las unidades de biogás y de almacenamiento por bombeo se utilizan para compensar esa posible diferencia: se convierten en electricidad según necesidades para así equilibrar las fluctuaciones a corto plazo, o se almacenan temporalmente.²¹ Juntas garantizan suficiente suministro de electricidad para cubrir la demanda.

La función de la CEV de renovables puede dividirse en dos etapas:

- control anticipatorio similar a la planificación diaria
- ajuste preciso similar a un balance final del sistema en el momento de la distribución.

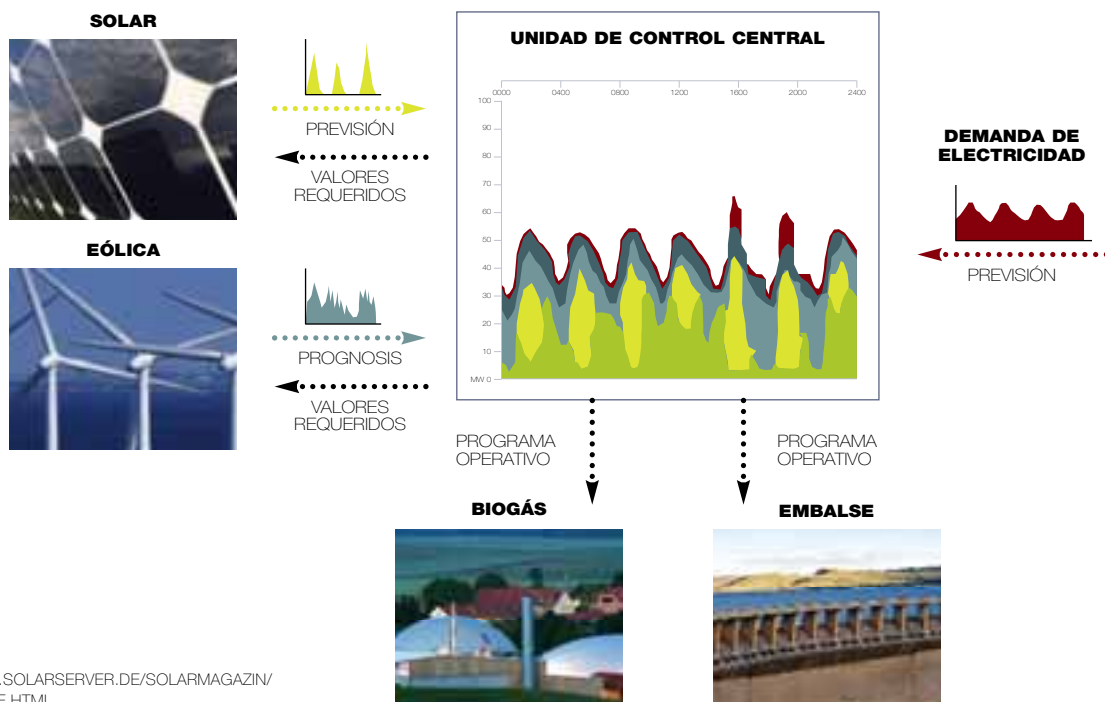
La demanda prevista real es el punto de arranque central para la planificación a largo plazo. La previsión de la demanda eléctrica, el 'perfil de la carga', se comunica a la unidad de control central, y ésta tiene también acceso a una previsión de producción de energía eólica y solar para las diferentes centrales eléctricas, ofrecida por el servicio meteorológico alemán (DWD). La energía eólica y la solar no pueden abastecer una demanda de electricidad determinada, por lo que habrá que compensar los excedentes de oferta y los desabastecimientos con la biomasa y la unidad de almacenamiento por bombeo a fin de garantizar la seguridad de suministro y la estabilidad de la red.

Existen las siguientes opciones para equilibrar la generación de solar y eólica:

- En primer lugar, se utilizan centrales CHP (centrales de cogeneración) para producir electricidad y calor a partir del biogás.
- En segundo lugar, la energía puede almacenarse temporalmente en una central hidroeléctrica de bombeo y ponerla de nuevo en disposición rápidamente.

Parece que las previsiones de la producción esperada de energía solar y eólica permiten planificar de antemano la operación de centrales de cogeneración y sistemas de almacenamiento. Si el volumen de electricidad producida por las instalaciones de energía eólica y solar excede la demanda, el exceso de electricidad se utiliza para llenar los depósitos de almacenamiento. Otra opción sería utilizar el excedente de electricidad para cargar las baterías de vehículos eléctricos. Si se alcanza la capacidad de almacenamiento máxima, pueden reducirse las centrales de energía eólica y solar.

figura 14: principio de un CEV: etapa 1 - planificación diaria



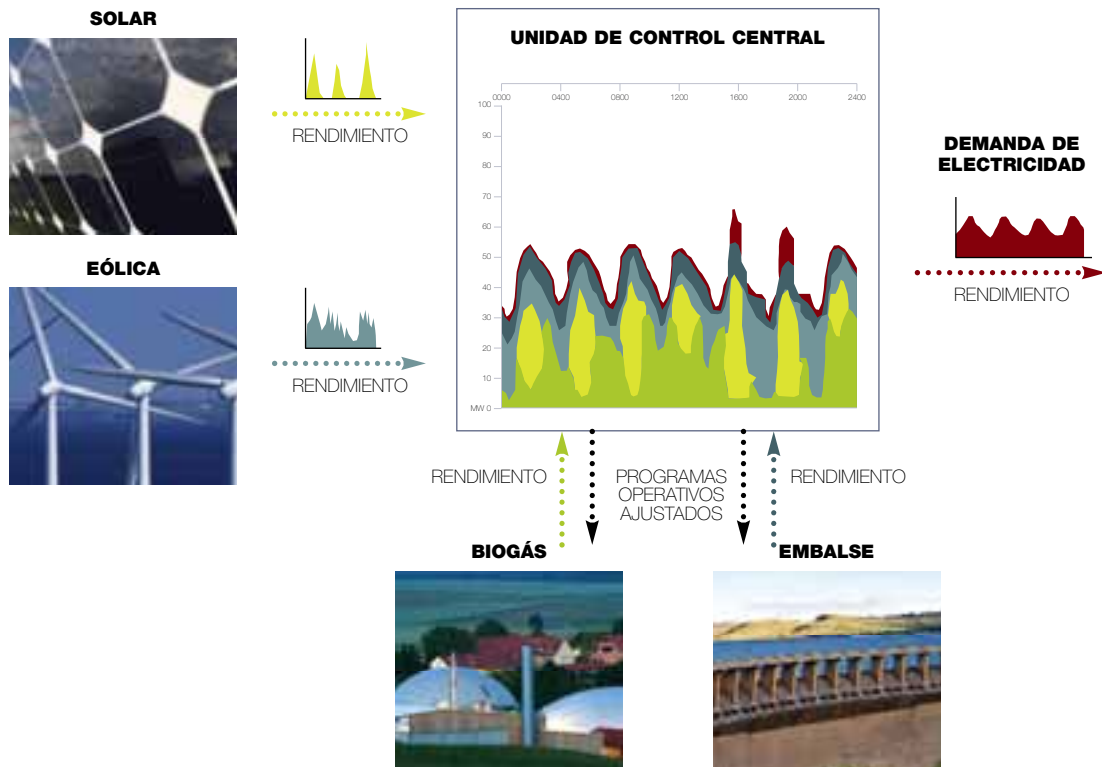
fuelle [HTTP://WWW.SOLARSERVER.DE/SOLARMAGAZIN/ANLAGEJANUAR2008_E.HTML](http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejanuar2008_e.html)

imagen CELDAS FOTOVOLTAICAS (FV) SOLARES MONTADAS POR OPERARIOS EN UNA FÁBRICA PROPIEDAD DEL GRUPO HIMIN, EL MAYOR FABRICANTE DEL MUNDO DE CALENTADORES TERMOSOLARES DE AGUA. LA CIUDAD DE DEZHOU ESTÁ LIDERANDO EL MERCADO AL ADOPTAR LA ENERGÍA SOLAR, SIENDO CONOCIDO HOY DÍA COMO EL VALLE SOLAR DE CHINA.



Incluso con unas previsiones meteorológicas buenas, la producción actual de electricidad con energía solar y eólica puede variar de las previsiones. Para solucionarlo hay que ajustar al máximo los programas operativos en función de los valores reales medidos (ver figura 15).

figura 15: principio de un CEV: etapa 2 – ajuste fino o balance en tiempo real



fuentes [HTTP://WWW.SOLARSERVER.DE/SOLARMAGAZIN/ANLAGEJANUAR2008_E.HTML](http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejanuar2008_e.html)

referencias

20 VER TAMBIÉN [HTTP://WWW.KOMBIKRAFTWERK.DE/INDEX.PHP?ID=27](http://www.kombikraftwerk.de/index.php?id=27)

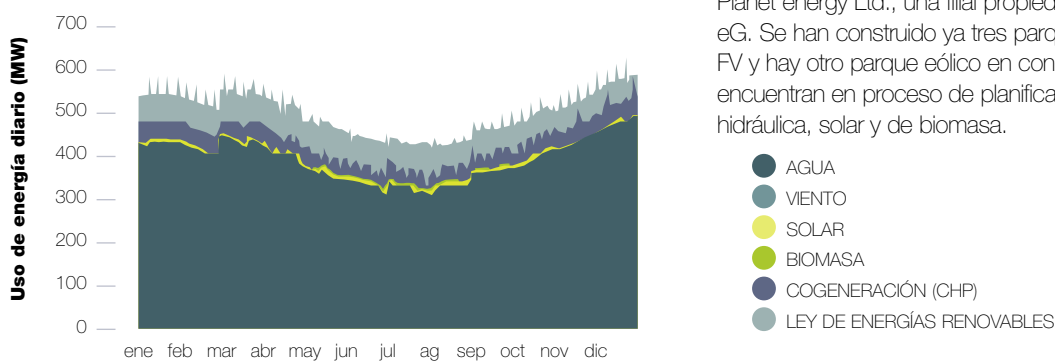
21 VER TAMBIÉN [HTTP://WWW.SOLARSERVER.DE/SOLARMAGAZIN/ANLAGEJANUAR2008_E.HTML](http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejanuar2008_e.html)

caso práctico: Greenpeace energy eG – la cooperativa de consumidores para una electricidad limpia

En Alemania, datos de abril de 2009, Greenpeace Energy abastece a unos 91.000 hogares y unas 5.000 empresas de todo el país, funcionando en forma de cooperativa con un total de 18.000 socios. Aparte de ofrecer a los clientes una garantía de abastecimiento energético muchísimo menos contaminante y sin energía nuclear, la cooperativa emplea gestión de la demanda y apoya el desarrollo de nuevas plantas de renovables y CHP.

Los precios de la electricidad son 1,5 - 2 céntimos mayores, a 21,40 céntimos por kilovatio-hora más una cantidad fija de 8,90 euros por mes, pero existe un gran sector del mercado dispuesto a pagar un poco más por un futuro seguro. La cooperativa de consumidores garantiza el control de la calidad de la electricidad suministrada al consumidor, la atención al cliente y el precio.

caso práctico figura 1: mix energético de Greenpeace de generación diaria a lo largo de un año



fuente [HTTP://WWW.SOLARSERVER.DE/SOLARMAGAZIN/\\$ANLAGEJANUAR2008_E.HTML](http://www.solarserver.de/solarmagazin/$ANLAGEJANUAR2008_E.HTML)

monitorización en tiempo real y gestión de la demanda

Con Greenpeace eG, la producción de electricidad se adapta en tiempo real al consumo de los usuarios utilizando una estación de control por ordenador. Cada centro de generación es monitorizado por consulta a distancia. BET, una asesoría en estudios de ingeniería independiente de Aquisgrán (Alemania), tiene acceso a todos los datos y controla regularmente la electricidad, encargando revisiones aleatorias a operadores de instalaciones.

ayudando a generar nueva energía renovable

La energía limpia de Greenpeace Energy procede al menos en un 50% de fuentes de energía renovables (hidráulica, eólica, biomasa), con un máximo de un 50% de plantas de cogeneración (sólo gas natural). El proveedor garantiza la ausencia de energía nuclear, de carbón o petróleo. La cooperativa eG ha creado también un sector para planificar, financiar y operar centrales de electricidad verde para que pueda abastecer a sus miembros y clientes con energía verde procedente de sus centrales eléctricas. Estas tareas son realizadas por Planet energy Ltd., una filial propiedad al 100% de Greenpeace Energy eG. Se han construido ya tres parques eólicos y tres instalaciones de FV y hay otro parque eólico en construcción. Actualmente se encuentran en proceso de planificación nuevas inversiones en energía hidráulica, solar y de biomasa.

Servicios complementarios de una instalación de energía eólica

Con el fin de garantizar disponibilidad, calidad y seguridad de la alimentación eléctrica en todos los lugares geográficos del sistema, algunas centrales deben proporcionar servicios complementarios. Uno de los servicios complementarios claves se denomina 'servicios complementarios para el control de la frecuencia' y combina el balance de energía a medio plazo. En algunas ocasiones esto se denomina control secundario y la regulación de la frecuencia del sistema eléctrico a corto plazo y minuto a minuto se denomina también control primario. El servicio de balance es necesario para ajustar continuamente la generación (y la carga, si fuera necesario) hasta minutos antes del abastecimiento cuando el servicio de regulación de la frecuencia (control primario) toma el control para mantener un ajuste de generación de la carga minuto a minuto.

Históricamente estos servicios complementarios eran ofrecidos únicamente por centrales eléctricas convencionales pero hoy día también los parques eólicos pueden ofrecerlo. Por ello, sería más adecuado denominarlas centrales de energía eólica, porque pueden realizar ahora los mismos servicios complementarios que las centrales eléctricas convencionales. La energía renovable debe ser capaz de funcionar como una central eléctrica para lograr niveles de penetración muy elevados en

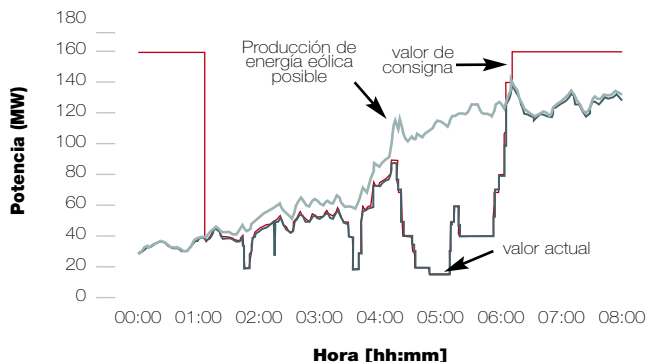
el sistema eléctrico.

En cuanto a la energía eólica, en la actualidad se integran diversas prestaciones en la operación de la planta con el fin de completar el funcionamiento del sistema eléctrico. El paso más importante en esta dirección es el controlador para el primer parque eólico marino de gran tamaño, el parque eólico danés de Horns Rev. Este parque consta de 80 aerogeneradores Vestas V80 (2 MW) con generadores de inducción de doble excitación (DFIG).

Para ilustrar el rendimiento del viento a esta escala, se explica a continuación un día de operación normal en el parque eólico de Horns Rev. Hacia las 4:00 horas se activa el modo para servicios complementarios para el control de la frecuencia. Esto hace que la generación real de electricidad del parque eólico caiga por debajo de la producción eléctrica teóricamente posible, lo que establece la diferencia entre la generación real y la producción teóricamente posible de electricidad como reserva activa que puede utilizarse en caso de una caída de frecuencia. Durante unas dos horas se reduce de manera considerable la generación de la central eólica por sobreproducción de la red. Se cancelan después el control del balance y el control de la frecuencia, y el parque eólico vuelve a operación normal cuando comienza el día y aumenta la demanda.



figura 16: control del balance y reserva para control de la frecuencia al mismo tiempo



fuelle IEEE.

Otro avance importante es que los aerogeneradores pueden incorporar ahora capacidades de soporte dinámico de red que les permite seguir conectados durante y después de caídas de la red en el sistema eléctrico, una capacidad que incorporan las centrales eléctricas más convencionales (consulte también el apéndice 3 sobre funciones de control de aerogeneradores). La capacidad de soporte dinámico de red es una función importante para asegurar una operación estable en caso de caída de la tensión o de la frecuencia.

2.4.3 gestión de la demanda

Gestión de la demanda significa la toma de control activo de la demanda por la industria eléctrica, incluidos los clientes, para influir en la cantidad y la temporización del uso de electricidad. Puede realizarse por clientes de la industria o residenciales, pero generalmente implica algunas tecnologías de la información avanzadas para poder comunicar los cambios de carga a los responsables del control de la red con el fin de regular la demanda y también el suministro. Se trata de un nuevo paradigma para muchos operadores de redes. En el apéndice 4 se ofrece una definición completa e información detallada sobre la Gestión de la Demanda de Energía (GDE).

GDE en el mercado de ajustes noruego La idea de un mercado de servicios complementarios es, junto con las centrales eléctricas centrales, clave para proveer los servicios complementarios necesarios y dotar de una mayor flexibilidad al sistema eléctrico. El mercado más sencillo para los servicios complementarios es un mercado de balance real (regulación de la frecuencia en tiempo real). Aquellos que pueden participar en un mercado de servicios complementarios deben ser unidades de generación como aquellos que están creando la demanda, de ahí el término participación de la demanda. La participación de la demanda aumenta la competencia en los mercados eléctricos y ofrece un enorme potencial para regular recursos. La tecnología de la información y la comunicación en una red inteligente se utilizan generalmente para aunar a un número determinado de usuarios de electricidad para que puedan licitar juntos en los servicios del mercado. El concepto básico es que ellos pueden aumentar o disminuir la demanda tras ser emitida una orden del operador del mercado, y esto es más barato que alterar el suministro por parte de los generadores.

En Noruega, el operador del sistema de transmisión nacional (OST) Statnett desarrolló un mercado de opciones para asegurar suficientes reservas operativas rápidas en periodos de alta demanda. Este mercado de opciones con capacidad de regulación fue creado en 2000. Desde

su inicio, Statnett ha fomentado en el lado de la demanda (usuarios de electricidad) la participación en este mercado.

Las ofertas se basan en áreas, precios de opciones y tamaño (un mínimo de 25 MW). El concepto básico es que los usuarios pueden optar por apagar en momentos de alta demanda, y esto les repercute en forma de un precio más barato de la electricidad. En el mercado noruego esto ha conllevado que las medidas de demanda puedan competir con la generación de servicios complementarios a la red. Un número de consumidores está preparado para disminuir la demanda con poca antelación, a cambio del incentivo financiero del abaratamiento de los precios. En este proyecto han participado principalmente industrias de peso (aluminio, acero, petrolífera) aunque hay potencial para la participación de una demanda menor.

La máxima compra del lado de la demanda es, hasta ahora, de 1.300 MW (principalmente de la industria de alto consumo energético) y el volumen ofrecido es incluso superior. Además, se han puesto a disposición de los usuarios hasta 1000 MW de calderas eléctricas. Este potencial depende de la temperatura y de la relación de precio entre el petróleo (u otros combustibles) y los precios medios diarios o semanales de la electricidad.

GDE utilizando una central eléctrica virtual de cámaras frigoríficas

El proyecto de investigación de la Unión Europea (UE) Night Wind ha estudiado las posibilidades de uso de cámaras frigoríficas para gestionar la demanda, para regular las diferencias en la generación eólica.²² Las cámaras frigoríficas son grandes instalaciones para almacenar productos refrigerados y congelados. La capacidad total de las cámaras frigoríficas en la UE de los 27 se estima en 4.300 MW (capacidad eléctrica instalada máxima).²³ Generalmente las cámaras frigoríficas no operan a la capacidad máxima durante las horas del día, sino sólo a un 60-70% de su capacidad máxima.

Cuando la cámara frigorífica opera por encima de su capacidad media, se produce una caída de la temperatura y los productos se enfrían. En otras palabras, la energía adicional que recibe la cámara se transforma en energía térmica (menos temperatura de los productos), cargándose la 'batería'.

Cuando la cámara frigorífica opera por debajo de su capacidad media, la temperatura de los productos aumenta, descargando la 'batería' térmica. En este proceso de descarga no se produce electricidad 'real', es decir, la electricidad que habría sido necesaria para mantener la cámara frigorífica a una temperatura constante está ahora disponible para otros fines, por lo que se produce de forma virtual.

El proceso de carga y descarga de la 'batería' de la cámara frigorífica se produce prácticamente sin pérdidas. Por ejemplo, se puede hacer funcionar la máquina de refrigeración durante media hora a -16 °C más otra media hora a -20 °C, en lugar de una hora a -18 °C. Con ello se perdería menos del 1% de eficiencia – la eficiencia total es superior al 99%. En comparación, el almacenamiento de energía en bombas de calor tiene una eficiencia global de entre el 70 y el 85%.

Estas cámaras frigoríficas pueden pasar a ser parte de la 'carga' y 'descarga' voluntarias del sistema para poder hacer frente al sobreabastecimiento y mantener la temperatura de los almacenes al nivel correcto. Para ello pasarían a ser parte de la Central eléctrica virtual, requiriendo sistemas de comunicación de dos vías y software que agregue las cámaras para que formen parte del mercado de la electricidad como servicios complementarios.

referencias

²² CONSULTE [HTTP://WWW.NIGHTWIND.EU/](http://www.nightwind.eu/).

²³ FUENTE: [HTTP://WWW.NIGHTWIND.EU/MEDIAPOOL/48/485045/DATA/COLD_STORAGE_OF_WIND_ENERGY.PDF](http://www.nightwind.eu/mediapool/48/485045/data/cold_storage_of_wind_energy.pdf)

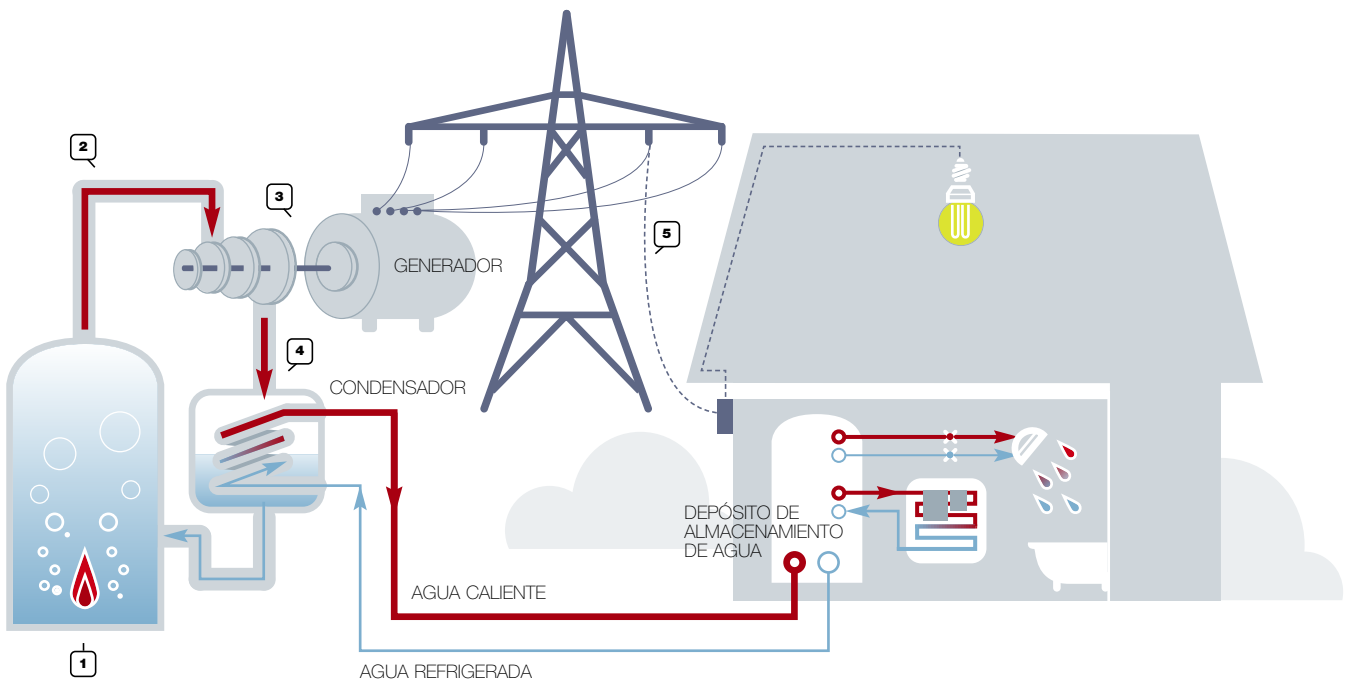
GdD con plantas de cogeneración Una planta de cogeneración (CHP) es aquella donde se produce calor y electricidad a partir de una fuente de combustible, ver figura 17. El calor puede utilizarse para calentar agua que se distribuye por sistemas de calefacción de distrito (ej. sistemas de tuberías en el suelo) a los clientes que utilizan el agua para calentar edificios, por ejemplo. El agua fría vuelve de nuevo a la planta CHP por tubos de retorno adicionales.

Es el caso de las principales ciudades de Dinamarca, que cuentan con programas de distrito en toda la ciudad donde la mayor parte del calor (95%-98%) se produce en grandes centrales CHP de carbón o de gas. Las ciudades más pequeñas de Dinamarca, comunidades e incluso pequeños pueblos cuentan también con un sistema de calefacción de distrito accionado por una central CHP a pequeña escala, generalmente con gas natural y operada con un ratio calor/electricidad bastante elevado. El tamaño de las centrales CHP varía desde unos 100 MWe en ciudades de mayor tamaño hasta 0,5-10 MWe en pequeñas comunidades y pueblos.

Los sistemas CHP combinados con un sistema de calefacción de distrito instalado en toda Dinamarca son únicos en su diseño porque prácticamente todos los sistemas de calefacción de distrito van equipados con un depósito de almacenamiento de agua caliente que, si está totalmente lleno, puede suministrar el calor demandado en el sistema de calefacción de distrito sin necesidad de apoyo de la central CHP durante al menos 48 horas.

Además, la mayoría de los sistemas CHP están también equipados con calderas, y así la electricidad suministrada a través del sistema eléctrico danés puede convertirse en calor que puede almacenarse y distribuirse a través de la infraestructura existente de los sistemas de calefacción de distrito. Cuando hay un excedente de electricidad generada con energía eólica, por ejemplo cuando se producen grandes vientos y hay cargas bajas, puede convertirse fácilmente en calor y almacenarse en los depósitos de almacenamiento de calor existentes. Así, en lugar de tirar la electricidad cuando hay excedente, puede emplearse para sustituir al gas natural empleado generalmente en estaciones CHP para producir calor.

figura 17: ejemplo para un sistema de calefacción de distrito basado en una central CHP



1. CENTRAL CHP DE BIOCMBUSTIBILE O GAS NATURAL.
2. EL VAPOR PASA A LA TURBINA.
3. LA TURBINA PRODUCE ELECTRICIDAD CON LA AYUDA DE UN GENERADOR.
4. EL VAPOR (CALOR RESIDUAL) PROCEDENTE DE LA TURBINA SE CONDENSA Y SE TRANSFIERE A LA RED DE CALEFACCIÓN DE DISTRITO.
5. ELECTRICIDAD PARA ILUMINACIÓN, ETC.

fuentes [HTTP://WWW.KRISTIANSTAD.SE/SV/KRISTIANSTADS-KOMMUN/SPRAK/ENGLISH/ENVIRONMENT/DISTRICT-HEATING/WHAT-IS-DISTRICT-HEATING/](http://www.krystianstad.se/sv/krystianstads-kommun/sprak/english/environment/district-heating/what-is-district-heating/)

imagen LA CENTRAL SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN ANDASOL 1 ES LA PRIMERA CENTRAL COMERCIAL EN EUROPA CON TECNOLOGÍA DE CANAL PARABÓLICO (GRANADA, ESPAÑA). ABASTECERÁ A 200.000 USUARIOS DE ELECTRICIDAD LIMPIA Y RESPETUOSA CON EL CLIMA Y AHORRARÁ UNAS 149.000 TONELADAS DE DIÓXIDO DE CARBONO AL AÑO COMPARADO CON UNA CENTRAL TÉRMICA MODERNA DE CARBÓN.



2.4.3 tecnologías de almacenamiento

Existen diversas tecnologías viables para almacenar la energía eléctrica, algunas ya maduras y otras en proceso de investigación, y cada una de ellas presenta ventajas e inconvenientes en términos de capacidad de almacenamiento energético, capacidad de potencia pico, y tiempo de respuesta, entre otras variables. Así, cada tecnología será la más viable para una aplicación de almacenamiento de electricidad en particular, como la neutralización de picos, o el control local de la tensión. En el apéndice 5 se proporciona un resumen detallado de lo más novedoso en opciones de almacenamiento disponibles y en desarrollo para fuentes de energía renovables.

Almacenamiento con tecnología V2G-“del vehículo a la red”

La idea del concepto 'del vehículo a la red' (V2G) se basa en vehículos eléctricos equipados con baterías que pueden utilizarse para dotar de una mayor flexibilidad al sistema eléctrico, es decir, pueden cargarse durante los momentos de superávit de generación renovable y descargarse para inyectar electricidad en momentos pico o servicios complementarios al sistema eléctrico mientras están estacionados. Los costes de inversión podrían considerarse cero y el abastecimiento eléctrico al mercado podría ser una oportunidad para que el propietario del vehículo lograra unos ingresos adicionales. Aún más importante es que durante momentos pico de demanda los vehículos normalmente están aparcados cerca de los principales centros de carga, por ejemplo, en el exterior de las fábricas, por lo que no habría problemas de red.

Dentro del concepto V2G podría crearse una central eléctrica virtual utilizando tecnología ICT para agregar los vehículos eléctricos para que participaran en los mercados relevantes de la electricidad y medir las actividades de carga/descarga. Probablemente sea el V2G el concepto CEV que incluirá el mayor número de dispositivos, por ejemplo vehículos eléctricos, que podría llegar fácilmente a la cifra de varios cientos de miles de unidades. Además, la central eléctrica virtual (CEV) debe tener en cuenta las preferencias del propietario del vehículo, porque el sistema debe saber cuándo va a utilizar el coche cada propietario.

El proyecto danés EDISON, en periodo de demostración, comenzó en 2009 a desarrollar y probar la infraestructura para integrar vehículos eléctricos en el sistema eléctrico de la isla danesa de Bornholm.

Almacenamiento con almacenamiento por bombeo

El almacenamiento por bombeo puede considerarse una tecnología tradicional porque está operativo desde hace más de 100 años. Puede compararse con una central hidroeléctrica normal²⁴; es un tipo de generación hidroeléctrica que puede almacenar energía. Se bombea agua desde un depósito situado a menor elevación hasta una elevación mayor durante los tiempos en que el precio de la electricidad es bajo y no se está en pico de demanda.

Durante periodos de gran demanda de electricidad, el agua almacenada se suelta por turbinas. Las pérdidas durante el proceso de bombeo hacen de la central un consumidor neto de energía, aunque el sistema consigue beneficios vendiendo más electricidad durante periodos de gran demanda, cuando son más altos los precios de la electricidad.

El almacenamiento por bombeo es la forma de mayor capacidad de almacenamiento energético en la red disponible hasta el momento. La técnica es, hoy en día, la forma más económica de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en una base operativa, pero los costes

de capital y una geografía apropiada son factores decisivos críticos a la hora de construir una nueva infraestructura. Teniendo en cuenta las pérdidas por evaporación de la superficie del agua expuesta y las pérdidas de conversión, puede recuperarse aproximadamente entre el 70% y el 85% de la energía eléctrica utilizada para bombear el agua hasta el depósito elevado cuando se libera. La tecnología ha sido utilizada con éxito durante décadas en todo el mundo. En 2007, la UE tenía 38,3 GW de capacidad neta de almacenamiento bombeado de un total de 140 GW de hidráulica, representando el 5% de la capacidad eléctrica neta total de la Unión Europea (Eurostat, consultado en agosto de 2009).

Junto con la gestión de la energía, es decir, las redes inteligentes, los sistemas de almacenamiento por bombeo ayudan a controlar la frecuencia de la red eléctrica y ofrecen generación de reserva. Las centrales térmicas tienen una capacidad de respuesta mucho menor ante cambios imprevistos en la demanda eléctrica, pues causan potencialmente inestabilidad en la frecuencia y la tensión. Las centrales de almacenamiento por bombeo, al igual que otras centrales hidroeléctricas, pueden responder a cambios de carga en cuestión de segundos.

2.4.4 otros servicios de integración del sistema eléctrico

Arranque en negro En un sistema eléctrico con grandes cantidades de generación de renovables, no podrá disponerse más de unidades de generación centralizadas para reiniciar el sistema después de un apagón (lo que los técnicos de sistemas denominan un 'arranque en negro'). Esto se ha convertido ya en un asunto importante en el sistema eléctrico danés, que tiene uno de los niveles de penetración de eólica más elevados del mundo. Durante momentos de alta producción de energía eólica, solo está en funcionamiento un número limitado de unidades convencionales de generación centralizada, lo que puede no ser suficiente para realizar un arranque en negro del sistema eléctrico en caso de una situación de emergencia.

El denominado Cell Project está investigando las opciones de 'arranque en negro', iniciado por el OST Energinet.dk danés. En este proyecto el sistema eléctrico se divide en celdas, cada una de ellas formada por una red de distribución de 10-60kV. En el caso danés hay un número elevado de aerogeneradores y en menor medida de unidades combinadas CHP distribuidas por toda la red de distribución. El objetivo del Cell Project es utilizar estos activos de generación locales para:

- transferir la red de distribución local para operación insular controlada suministrada por los generadores locales, o
- después de un apagón total, usar los generadores locales para realizar un arranque en negro de la celda a un estado de operación insular controlado.

Para este fin se implantó un sistema de comunicación de base ICT en una celda de demostración de la red danesa. Además, se desarrolló un software de control, conocido como controlador de celdas para controlar y coordinar la operación de los generadores, alimentadores de carga y disyuntores eléctricos principales. En noviembre de 2008 se realizaron las primeras pruebas con éxito.²⁵ El proyecto se ha ampliado actualmente a un área de celdas mayor, y se han programado más pruebas para 2011.

referencias

24 LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CONVENCIONALES CON UNA IMPORTANTE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DEBEN SER CAPACES DE JUGAR UN PAPEL SIMILAR EN LA RED ELÉCTRICA COMO ALMACENAMIENTO BOMBEADO, POSPONIENDO LA POTENCIA DE SALIDA HASTA QUE SE NECESITE.

25 [HTTP://WWW.ENERGINET.DK/EN/MENU/NEWS/NEWSARTICLES/ENERGINET.DK+IN+FRONT+WITH+SMARTGRID+CONCEPT.HTM](http://www.energinet.dk/en/menu/news/newsarticles/energinet.dk+in+front+with+smartgrid+concept.htm)

Nuevas herramientas de operación Con el desarrollo de redes inteligentes, las compañías que operan el sistema eléctrico contarán con nuevas herramientas con las que los operadores podrán entender mejor el estado del sistema eléctrico y el control será más rápido y más sofisticado.

Un ejemplo de esto es el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) del operador español (ver también figura 18), inaugurado en junio de 2006, cuyo objetivo es dotar de una supervisión y un control más exhaustivos a la generación de energía renovable para integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía de origen renovable. La función principal del CECRE es gestionar e integrar el régimen de producción especial en función de las necesidades del sistema eléctrico.

En España, todos los centros de producción de renovables con una potencia instalada total mayor de 10 MW deben ser controlados por un centro de control conectado directamente al CECRE. Esos Centros de control de generación renovable (CCGs) deben tener un control suficiente de las centrales para poder ejecutar las órdenes del CECRE en un plazo de 15 minutos en todo momento. Este avanzado intercambio de información de sistemas permite un control rápido y fiable de los activos de generación de renovables.

Además, el operador OST español ha desarrollado herramientas especiales por ordenador, como GEMAS, que utiliza los datos de los centros de control para estudiar posibles escenarios de operación, en particular los fallos del sistema, con el fin de determinar las mejores estrategias para garantizar la seguridad del sistema.

figura 18: el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE)



fuelle RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. WWW.REE.ES.

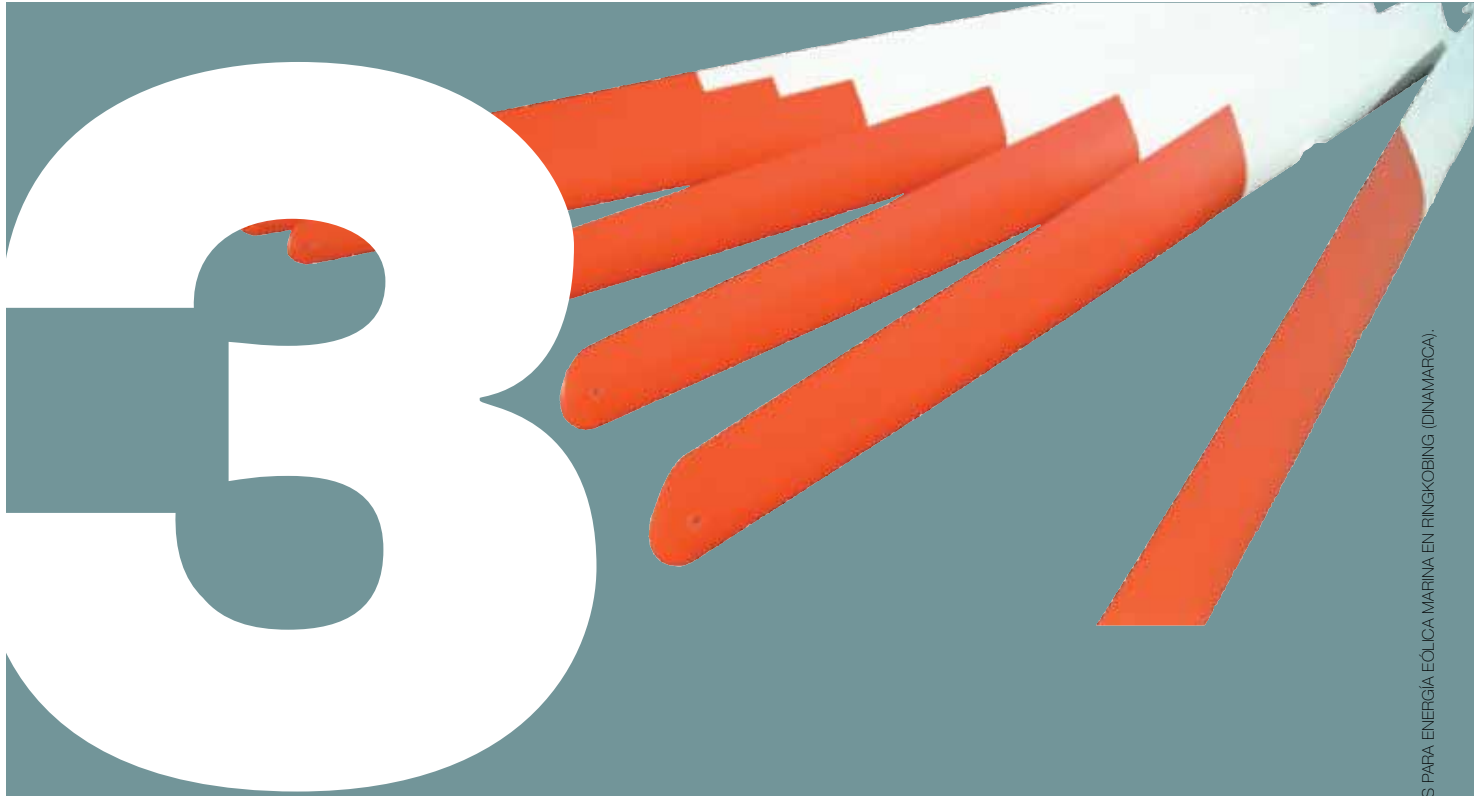
superred – la interconexión de redes inteligentes

EUROPA

VENTAJAS DE UNA SUPERRED
OPCIONES DE TRANSMISIÓN DE UNA
SUPERRED

COMPARACIÓN DE
SOLUCIONES DE TRANSMISIÓN

CUESTIONES REGLAMENTARIAS Y DE
POLÍTICA EN MATERIA DE ENERGÍA /
RECOMENDACIONES DE POLÍTICAS



**“las superredes ofrecen
una solución a la
transferencia de
electricidad en largas
distancias”**

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA DE CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA

imagen: PRODUCCIÓN DE ROTORES PARA ENERGÍA EÓLICA MARINA EN RINGKOBING (DINAMARCA).
© PAUL LANGROCK/ZENIT/GP

En un sistema eléctrico deben equipararse, en todo momento, el suministro eléctrico y la demanda para poder inyectar electricidad donde se necesite. Para garantizarlo, siempre debe haber disponible una capacidad de generación suficiente y la capacidad de la red debe ser adecuada y operativa cuando se necesite. La incorporación de grandes cuotas de generación de renovables, parcialmente variables, a un sistema eléctrico no cambia estos criterios. El concepto de superredes ofrece una solución para transferir suministro eléctrico entre zonas de grandes recursos y zonas con una gran demanda.

En el estudio de simulación de Greenpeace (capítulo 4) se observa que en un sistema eléctrico basado en gran medida en renovables pueden producirse situaciones extremas.

Esencialmente, durante dos semanas consecutivas de baja radiación solar y poca fuerza del viento, la mayor parte de la electricidad europea deberá ser inyectada desde otras fuentes. Aunque estos casos no son frecuentes, el sistema eléctrico debe diseñarse de manera adecuada para poder hacer frente a este tipo de situaciones extremas.

Basándose en el desarrollo tecnológico actual de las tecnologías de almacenamiento energético, es difícil vislumbrar que el almacenamiento energético pueda ofrecer una solución completa a este reto. Si bien se dispone ya de diferentes tecnologías de almacenamiento, como las baterías electroquímicas, no está aún claro si será técnica y económicamente viable un almacenamiento de electricidad a gran escala, aparte de la energía hidráulica descrita en el capítulo anterior.

Los sistemas de almacenamiento viables deberán cubrir la mayor parte del suministro energético de Europa durante hasta un máximo de dos semanas consecutivas de poca radiación solar y poco viento. Esto es algo difícil de vislumbrar si pensamos en el desarrollo tecnológico actual. El estudio de simulación de Greenpeace muestra (capítulo 4) que las situaciones extremas con poca radiación solar y poco viento en muchas partes de Europa no son algo frecuente pero puede ocurrir y el sistema eléctrico, incluso con enormes cantidades de energía renovable, debe ser capaz de afrontar este tipo de situaciones extremas.

Para diseñar un sistema energético, que pueda reaccionar de forma adecuada ante situaciones extremas, se necesita una importante planificación previa a fin de garantizar una capacidad de generación disponible y una capacidad suficiente de la red que pueda igualar la demanda. Para ello deben considerarse diferentes plazos:

- Planificación del sistema a largo plazo para valorar su idoneidad en los próximos años (normalmente se considera un horizonte temporal de 2 a 10 años por delante).
- Programación diaria, garantizando una generación suficiente para la demanda esperada (normalmente de 12 a 36 horas por delante)
- Ajuste a corto plazo, cubriendo eventos como un desajuste entre la generación/demanda previstas o la pérdida repentina de generación (normalmente una planificación de segundos a horas previos).

Los cambios pequeños en el sistema eléctrico, como una pequeña incorporación de generación solar o eólica en un sistema eléctrico

existente, tendrán un impacto muy pequeño en el diseño final del sistema. Sin embargo, con el mix energético [R]E propuesto por Greenpeace se logra un cambio importante en la estructura de generación, de ahí que se deba adaptar la estructura de la red a la nueva estructura de generación para poder 'mantener las luces encendidas' incluso en situaciones extremas como una baja radiación solar o poco viento en muchas partes de Europa. Un elemento clave de esta nueva estructura de red será la superred terrestre y marina, abordada más adelante.

3.1 ventajas de una superred

Desde 1920 cada centro de carga de Europa tiene su propio sistema eléctrico aislado. Con el desarrollo de líneas de transmisión con mayores tensiones se hizo posible el transporte de electricidad a largas distancias, y pronto se interconectaron los diferentes sistemas eléctricos. Al principio sólo estaban interconectadas las centrales de la misma región.

A lo largo de los años la tecnología fue desarrollándose aún más, aumentando poco a poco la tensión máxima posible por las líneas de transmisión.

Principalmente, la razón principal para ampliar la estructura de la red fue:

- Unas redes de transmisión y líneas de alta tensión mayores permitieron que los proveedores pudieran cumplir con el aumento de la demanda de un gran número de clientes, en lugar de con la variación de la demanda de un solo cliente –que puede variar considerablemente con el tiempo– con un recurso de generación energético. Fue más fácil predecir la demanda de esos clientes agregados y con ello se facilitó considerablemente la programación de la generación (consulte la figura 19).
- Las redes de transmisión mayores crearon economías de escala instalando mayores unidades de generación. En los años 30 del siglo pasado, el tamaño más económico de estaciones termoeléctricas era en torno a 60 MW. En los años 50, de 180 MW, y en los 80, de unos 1.000 MW. Este enfoque tuvo sentido porque la ampliación del sistema eléctrico era más barato que añadir capacidad de generación local.

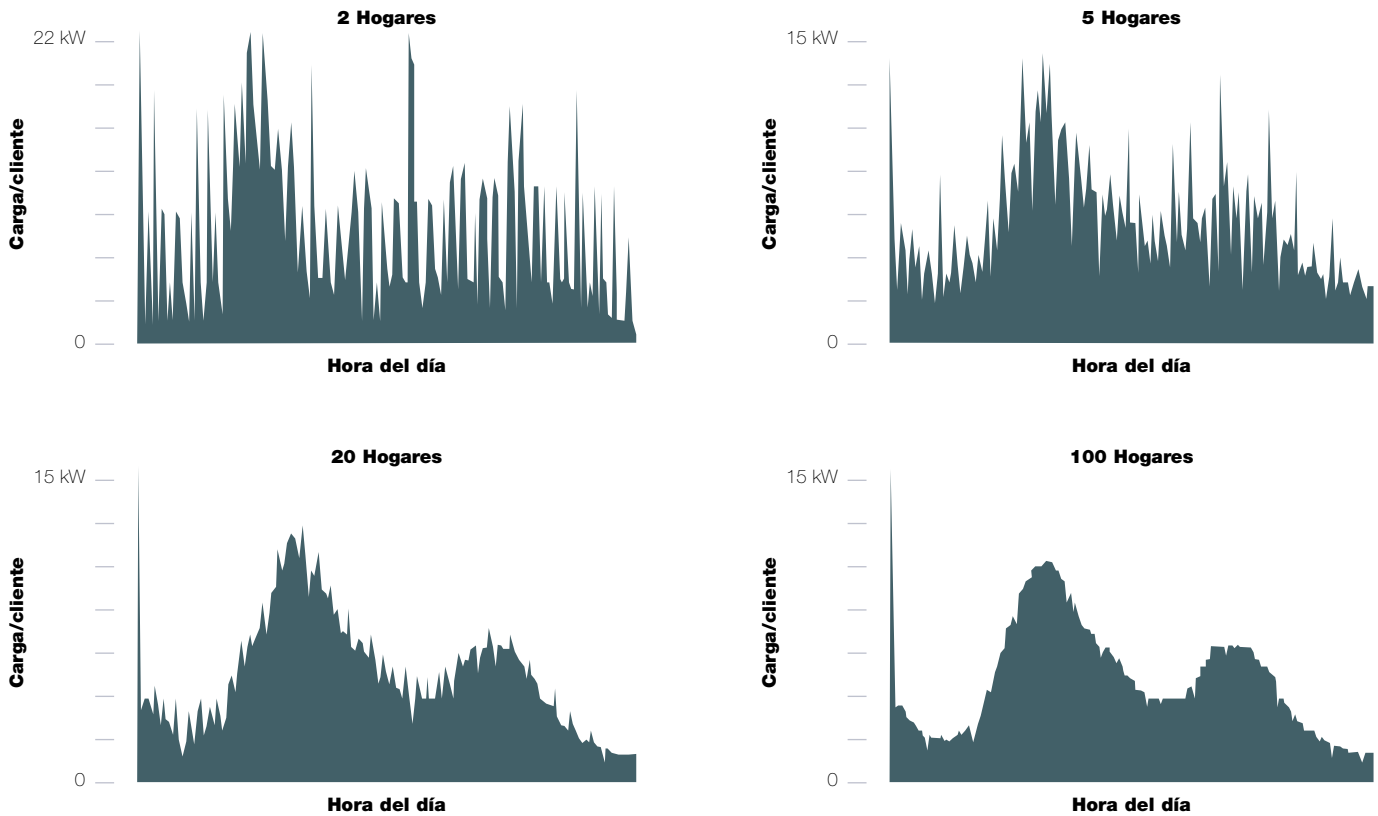
Pero este enfoque incluye algunos riesgos de importancia, como la avería de una central eléctrica grande o la interrupción de una línea de transmisión importante, que puede afectar al sistema eléctrico en toda una zona. Para prepararse mejor para este tipo de situaciones se interconectaron los sistemas de transmisión nacionales en Europa y en otros lugares cruzando 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.

La expansión de la red de transmisión ha jugado siempre un importante papel en el desarrollo de una distribución eléctrica fiable y económica. Hoy día, el cambio al mix energético del escenario de la [R]evolución Energética, con aproximadamente el 90% del suministro eléctrico procedente de fuentes de energía renovables, requerirá también un importante rediseño de la red de transmisión a fin de adaptarla a las necesidades de la nueva estructura de generación. El tipo de red adecuado nos ofrece una distribución energética



figura 19: agregación de clientes en un sistema eléctrico



económica, fiable y sostenible.

En el mix energético [R]E, la generación distribuida cercana a la demanda real juega un importante papel (del orden del 70% de toda la generación se localiza cerca de los centros de carga). Los sistemas de biomasa, de almacenamiento por bombeo y las centrales eléctricas renovables a gran escala, como los parques eólicos marinos del Mar del Norte y las ESTC del norte de África se utilizan para compensar las variaciones del suministro local provocadas por la variabilidad de la demanda y las fuentes locales de energía renovable. Además, el mix [R]E asume que los clientes son cada vez más flexibles en su demanda; que aproximadamente el 20% de la demanda local puede reducirse 3-4 horas con la gestión de la demanda y/o las opciones de almacenamiento local.

En principio, al aumentar localmente la generación se reduce la necesidad de generación renovable a gran escala en otros lugares, además de actualizar las redes de transmisión.²⁶ Pero sobredimensionar las centrales locales es menos económico comparado con instalar centrales eléctricas renovables a escala regional integrándolas en el sistema eléctrico, ampliando el sistema de transmisión. La asignación del 70% de generación renovable distribuida y el 30% de generación renovable a gran escala no se basa en una optimización técnica o económica detallada – en cada ubicación el mix óptimo es específico a las condiciones locales. Será necesario realizar nuevos estudios pormenorizados sobre niveles regionales para cuantificar mejor la división entre la generación de renovables distribuida y a gran escala.

El objetivo principal del rediseño del sistema de transmisión bajo el escenario del mix de [R]E es mantener una producción eléctrica ininterrumpida, incluso en situaciones extremas, que pueden ser:

- Menos de la media de producción eólica en los principales puntos de Europa durante el invierno, cuando la radiación solar es baja.
- Una interrupción no programada del suministro, por ejemplo, una interrupción no prevista de una interconexión importante a un parque eólico marino de gran volumen (criterios n-1). El impacto de una interrupción así se producirá en milisegundos).

En ambos casos la solución es un sistema de transmisión diseñado correctamente, ya que puede utilizarse para transmitir la electricidad requerida desde zonas con excedente de generación a zonas que con un déficit de electricidad. En general, el sistema de transmisión debe diseñarse para que pueda solventar:

1) Problemas a largo plazo:

- Variaciones extremas en la disponibilidad de los recursos naturales de un año a otro, por ejemplo el rendimiento de los aerogeneradores en una zona determinada puede variar hasta un 30% de un año al siguiente, para electricidad hidráulica las variaciones pueden ser mayores.

2) Problemas a medio plazo:

- Combinaciones extremas en la disponibilidad de los recursos naturales, como una producción eólica menor de la media en importantes zonas de Europa durante el invierno, cuando la radiación solar es baja.

3) Problemas a corto plazo:

- Desajuste importante entre la producción eólica o solar previstas y la producción real con un gran impacto en la operación del sistema

referencias

26 EN ESTE CASO EL SISTEMA ELÉCTRICO LOCAL EVOLUCIONARÁ HACIA UN SISTEMA HÍBRIDO QUE PUEDE OPERAR SIN NECESIDAD DE SOPORTE EXTERNO.

eléctrico entre 15 minutos y 3 horas.

- Pérdida de un volumen importante de generación debido a un fallo no previsto o a la interrupción de la red, impacto en milisegundos. El sistema eléctrico europeo continental ha sido diseñado para afrontar una pérdida de generación repentina máxima de 3.000 MW. Que sea suficiente para el futuro depende, por ejemplo, de la capacidad de transmisión máxima de una sola línea de transmisión. Lo más probable es que la capacidad de transmisión máxima de una sola transmisión en la futura superred HVDC exceda una capacidad de 3.000 MW, por lo que debe considerarse una generación extra y/o de capacidad de la red suficientes a la hora de rediseñar el sistema eléctrico (considerado en el informe de simulación (capítulo 4) cargando la superred a un 70% máximo).

En el capítulo 4 se pretende determinar la capacidad de transmisión apropiada entre regiones claves basada en combinaciones extremas de la disponibilidad de recursos naturales (problemas a medio plazo). Los problemas a medio plazo son los más críticos para el diseño del sistema de transmisión, es decir, si el sistema de transmisión está bien diseñado para poder hacer frente a los problemas a medio plazo, podrá con toda probabilidad hacer frente a los problemas a largo y a corto plazo. El modelo se enfoca en determinar la capacidad de transmisión entre diferentes regiones europeas, aunque no investigaron los asuntos dinámicos del sistema eléctrico.

3.2 opciones de transmisión de las superredes

En principio, existen diferentes opciones técnicas para el rediseño de la red de transmisión terrestre. A continuación, se presenta un resumen de las siguientes opciones técnicas, seguido de una comparación general.

- HVAC (Corriente Alterna de Alta Tensión);
- HVDC LCC (Sistema de Alta Tensión en Corriente Continua con convertidores de línea conmutada);
- HVDC VSC (Sistema de Alta Tensión en Corriente Continua con convertidores de fuente de voltaje);
- Otras soluciones técnicas

3.2.1 HVAC

La transmisión de CA de alta tensión (HVAC) con línea aérea se ha convertido en una tecnología líder en redes eléctricas.²⁷ Su ventaja estriba en el uso de transformadores para aumentar la tensión, típicamente bastante baja en los generadores, a niveles de tensión superiores, lo que constituye un enfoque muchísimo más económico que las estaciones con convertidores de CA/CC para las tecnologías HVDC. La transmisión en distancias largas con una tensión baja o media provocará unas pérdidas elevadas y extraordinariamente demasiado caras, por lo que la CA de alta tensión (mínimo de 400 kV) en una distancia media (unos cientos de kilómetros) es en general la solución más económica. Al desarrollarse los sistemas de CA se produce un aumento de la tensión de transmisión. En general, al doblar la tensión se multiplica por cuatro la capacidad de transferencia de electricidad.

En consecuencia, la evolución de las redes en la mayoría de los países se caracteriza por la incorporación de capas de redes de tensiones cada vez más altas.

Hoy día la tensión HVAC más alta utilizada es de 800 kV para líneas aéreas. La compañía canadiense Hydro Quebec, por ejemplo, opera un enorme sistema de transmisión de 735 kV utilizando líneas aéreas. La primera línea estaba operativa en 1965. Se han probado 1.000 kV y 1.200 kV CA en diferentes instalaciones de prueba e incluso en aplicaciones comerciales a corto plazo, pero actualmente no se utiliza en ninguna aplicación comercial.²⁸ La construcción de este tipo de líneas genera varios retos además del desarrollo de nuevo equipo, como transformadores, disyuntores e interruptores.

La ventaja principal de un sistema de base CA es la flexibilidad con la que pueden conectarse las cargas y la generación por la ruta. Esto es algo particularmente importante si la ruta de transmisión pasa por una zona de gran densidad de población y si hay muchas instalaciones de generación local en diversos lugares a lo largo de la ruta. Las desventajas de los sistemas HVAC son los costes comparativamente elevados para transmisión de gran capacidad (> 1.000 MW) sobre distancias muy largas (> 1.000 km) debido a la necesidad de equipo adicional para mantener el nivel de voltaje de las líneas aéreas, por ejemplo.

3.2.2 HVDC LCC

La ventaja de las conexiones de CC de alta tensión (HVDC) con convertidores de línea conmutada (LCC, line commutated converter) es, sin duda, su probado rendimiento. El primer enlace comercial LCC HVDC se montó en 1954 entre la isla de Gotland y Suecia. Tenía 96 km de longitud, 20 MW y utilizaba un cable submarino de 100 kV. Desde entonces se ha montado tecnología HVDC basada en LCC en muchos otros lugares del mundo, principalmente para transmisión de energía al por mayor en grandes distancias geográficas y para sistemas eléctricos de interconexión como, por ejemplo, los diferentes sistemas insulares de Japón o Nueva Zelanda. Otros ejemplos bien conocidos de tecnología HVDC convencional son:

- El enlace de CC Pacific Interie de 1.354 km con una capacidad de 3.100 MW a una tensión de CC de ± 500 kV;
- El enlace de Itaipu entre Brasil y Paraguay, de 6.300 MW y una tensión de CC de ± 600 kV (2 bipolos x 3,150 MW).

La eficiencia de conversión total de CA a CC y de vuelta a CA, utilizando los dos convertidores, es de entre 97% y 98% y depende de detalles del diseño de las estaciones con estaciones de convertidores. Un diseño de sistema con un 98% de eficiencia tendrá mayores costes de inversión comparado con un diseño con una menor eficiencia. Las ventajas de una solución LCC HVDC son unas pérdidas comparativamente bajas, en un margen del 2-3% para una transmisión de 500 MW en 100 km, incluyendo pérdidas en convertidores y transmisión. Además, la mayor capacidad de transmisión de un solo cable, comparado con la transmisión HVAC, o la transmisión basada en el convertidor de la fuente de voltaje puede ser una ventaja cuando se transmitan grandes capacidades. La desventaja del diseño HVDC LCC es la falta de capacidad de soporte del sistema eléctrico. Generalmente se requiere una red HVAC fuerte en ambos puntos de la conexión HVDC LCC. Así, construir una red central HVDC completa utilizando tecnología HVDC LCC que debe soportar la red HVAC subyacente es un reto técnico y sólo posible con la instalación de equipo adicional como los Statcoms.²⁹

referencias

27 LOS SISTEMAS DE CABLES DE HVAC SON HOY DÍA MENOS ATRACTIVOS PORQUE SE PRODUCEN MÁS PÉRDIDAS POR CABLES Y LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ES MENOR QUE LA DE LÍNEAS AÉREAS HVAC.

28 EN 1986 SE PUSO EN MARCHA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 1200 KV CA, CONECTANDO RUSIA Y KAZAKHISTÁN, PERO FUE DESCONECTADA EN 1996.

29 STATCOM = COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO.

30 CONOCIDO TAMBIÉN COMO CONVERTIDOR CONMUTADO FORZADO.



3.2.3 HVDC VSC

La tecnología HVDC basada en convertidor de la fuente de voltaje (VSC)³⁰ está atrayendo cada vez más atención. Esta tecnología comparativamente novedosa ha sido posible gracias a los avances en electrónica de alta potencia, en especial a los transistores bipolares de puerta aislada (IGBTs).

De esta forma puede utilizarse modulación por ancho de pulsos (PWM) para el convertidor VSC, a diferencia de los convertidores conmutados por línea basados en la tecnología de tiristores utilizados en la tecnología HVDC convencional.

El primer enlace comercial de alta tensión en corriente continua HVDC de base VSC fue instalado por ABB en la isla sueca de Gotland en 1999. Este enlace tiene 70 km de longitud, con 60 MVA a ± 80 kV y fue construido principalmente para proporcionar tensión de soporte a energía eólica a gran escala instalada en el sur de Gotland.

En la actualidad existen unos 10 enlaces HVDC de base VSC operativos en todo el mundo. Son proyectos clave:

- En 2000 se construyó el Murraylink en Australia con una longitud de casi 180 km. Esta conexión fue el enlace HVDC VSC más largo del mundo hasta 2009 y cuenta con una capacidad de 220 MVA a una tensión de CC de ± 150 kV.
- El proyecto Bard Offshore 1 BorWind en Alemania conecta un parque eólico marino de 400 MW a la red terrestre utilizando un cable de 203 km y operando a una tensión de CC de ± 150 kV.
- El proyecto HVDC VSC más largo es el enlace de Caprivi en Namibia. Tiene 970 km de longitud y opera a ± 350 kV, que es la tensión más alta utilizada hasta ahora para proyectos HVDC VSC, para transmitir una capacidad de 300 MW

La eficiencia total de un sistema HVDC VSC es ligeramente inferior a la de un sistema HVDC LCC, pero se espera que mejore en el futuro al mejorar la tecnología. Asimismo, la potencia por convertidor se limita actualmente a unos 400-500 MW, mientras que la potencia de los cables a ± 150 kV es de 600 MW. Para una solución HVDC VSC se requieren más cables y estaciones de convertidores comparado con una solución HVDC LCC, aunque se están fabricando ya estaciones de convertidores con mayores capacidades. Las principales ventajas de las soluciones HVDC VSC son sus capacidades de soporte del sistema eléctrico como un control independiente de la electricidad activa y reactiva. Además, un enlace HVDC VSC no requiere una red de CA robusta y puede, incluso, arrancar ante una red sin carga.

Técnicamente será más sencillo construir una red central HVDC VSC que usar tecnología HVDC LCC, aunque los sistemas HVDC VSC multiterminales son también nuevos para la industria de sistemas eléctricos, por lo que habrá que superar una cierta curva de aprendizaje.

3.2.4 otras soluciones técnicas

En principio son posibles otras soluciones de transmisión técnicas, utilizando, por ejemplo:

- Líneas de transmisión aisladas en gas (GIL),
- Sistema de transmisión de CA con una menor frecuencia de red,
- Sistemas HVAC bipolares de cuatro o seis fases.

Pero el desarrollo de esas tecnologías de transmisión se encuentra menos avanzado que el de las tres tecnologías descritas en las secciones anteriores. A largo plazo, algunas de esas tecnologías pueden llegar a convertirse en una opción importante a la hora de reemplazar las líneas aéreas por sistemas de cables (reduciendo así el impacto ambiental).

tabla 7: resumen de las tres soluciones principales de transmisión

	HVAC	HVDC LCC	HVDC VSC
Capacidad máxima disponible por sistema	Sistema de cables: • 200 MW at 150 kV; • 350 MW at 245 kV; Líneas aéreas: • 2000 MW at 800 kV • 4000 MW at 1000 kV (en desarrollo)	Sistema de cables: • ~ 1200 MW Líneas aéreas: • 3150 MW at ± 600 kV • 6400 MW at ± 800 kV (en desarrollo)	Cable/Aéreo: • 400 MW • 500 - 800 MW anunciado
Nivel de tensión	Sistema de cables: • Hasta 245 kV realista, posible con cables cortos hasta 400 kV Líneas aéreas: • Hasta 800 kV • 1000 kV en desarrollo	Sistema de cables: • Hasta ± 500 kV Líneas aéreas: • Hasta ± 600 kV • ± 800 kV en desarrollo	Cable: Hasta ± 150 kV, tensiones mayores anunciadas Líneas aéreas: hasta ± 350 kV
Capacidad de transmisión ¿dependiendo de la distancia?	Sí	No	No
Pérdidas totales del sistema	Dependiendo de la distancia	2 - 3%	5 - 10%
Capacidad de arranque en negro	(Sí)	No	Sí
Capacidad técnica para soporte de red	Limitada	Limitada	Gran número de posibilidades
Requisitos de espacio para subestación	Pequeño	Dependiendo de la capacidad Convertidor mayor que VSC.	Dependiendo de la capacidad. Convertidor menor que LCC pero mayor que una subestación HVAC.

3.3 comparación entre soluciones de transmisión

En la tabla 7 se comparan tres soluciones de transmisión estándar. Sin duda, las capacidades técnicas de cada sistema pueden mejorarse añadiendo equipo adicional a la solución total.

El coste que supone transmitir electricidad está dominado por los costes de inversión de las líneas de transmisión y por las pérdidas de electricidad durante la transmisión. Actualmente predominan las líneas aéreas porque sus costes son un 20% del de los cables subterráneos.

Las pérdidas de transmisión de las líneas aéreas HVAC son casi el doble que las de las líneas HVDC. Por una parte, el coste de las líneas aéreas es similar para el nivel de tensión más bajo, pero a 800 kV las líneas HVDC son mucho menos costosas que líneas de CA comparables. Por otra parte, las estaciones con convertidores CAVCC para la tecnología HVDC son considerablemente más costosas que las estaciones de transformadores de sistemas de CA. Por ello la CA es la solución más económica para distancias cortas y tensiones bajas, mientras que las líneas HVDC se aplican a distancias muy superiores a 500 km (ver figura 20).

El sistema más económico es en general una combinación de tecnología HVAC y HVDC. HVAC es una solución económica y flexible para distancias medias (hasta 1000 km), por ejemplo para distribuir energía a diferentes centros de carga o para recoger generación distribuida localmente y transmitir el excedente de electricidad a otras regiones. La tecnología HVDC puede utilizarse como una estructura de red subyacente para transmitir energía al por mayor, es decir, gran capacidad, en distancias largas a las áreas donde se necesita la energía. Una superred HVDC tendrá sólo un número limitado de puntos de conexión, ya que los costes de la subestación (estación de convertidores) son importantes.

Además, una solución HVAC requerirá muchas más líneas que las soluciones HVDC. Puede lograrse una transmisión de 10.000 MW o

10 GW, por ejemplo, con dos líneas utilizando 800 kV y aplicando tecnología LCC HVDC, mientras que para transmitir la misma energía con 800 kV CA se necesitarían cinco líneas. Para una capacidad de transmisión determinada de 10 GW, los requisitos de espacio de líneas aéreas HVDC pueden ser cuatro veces menores que los de líneas HVAC (figura 21). Mientras que una línea HVAC de 800 kV necesitaría una anchura de 425 metros en la longitud total de un enlace de 10 GW, una línea HVDC de la misma capacidad necesitaría sólo una banda de 100 metros de ancho. Esto lleva a unas diferencias considerables en el impacto ambiental de ambas tecnologías.

Una ventaja final del uso de la tecnología HVDC es que es más sencillo enterrar toda la superred HVDC utilizando cables HVDC. Este enfoque será más costoso pero siguiendo rutas de transporte ya existentes, por ejemplo extendiendo los cables por autopistas, raíles ferroviarios o incluso ríos, podrá desarrollarse rápidamente una infraestructura de la superred HVDC y reducir el impacto visual de la instalación.

3.4 cuestiones reglamentarias y políticas en materia de energía/recomendaciones de políticas

La planificación, el diseño, la realización y la operación de una superred europea requiere un esfuerzo en el ámbito europeo con una estrecha coordinación entre los diferentes sistemas eléctricos conectados. Además, la superred terrestre debe coordinarse con el desarrollo de la red marina y con los desarrollos en el norte de África y la armonización del mercado de la electricidad en curso en Europa. Para lograr y desarrollar rápidamente esta infraestructura se requiere una autoridad reguladora europea para que actúe como moderadora y coordine a los diferentes operadores europeos de sistemas de transmisión, los gobiernos nacionales y los diversos mercados de la electricidad. La autoridad reguladora debe desarrollar también incentivos económicos de manera que las compañías eléctricas lleve a cabo las inversiones relevantes en la actualización del sistema HVAC y la construcción de la superred HVDC.

figura 20: comparación entre costes de inversión de CA y CC utilizando líneas aéreas. EL PUNTO DE EQUILIBRIO ES TÍPICO ENTRE 500 A 1000 KM.

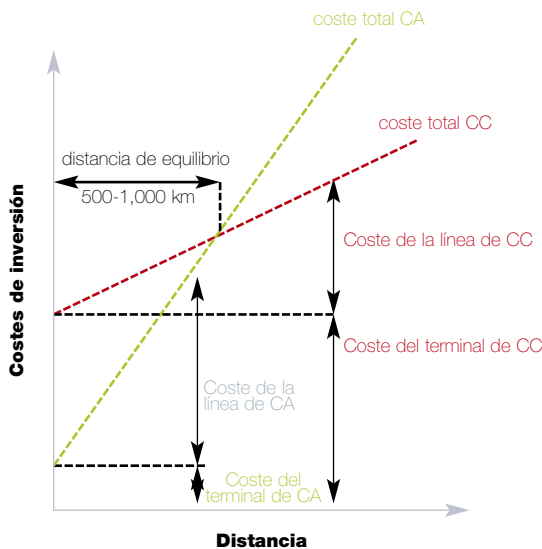
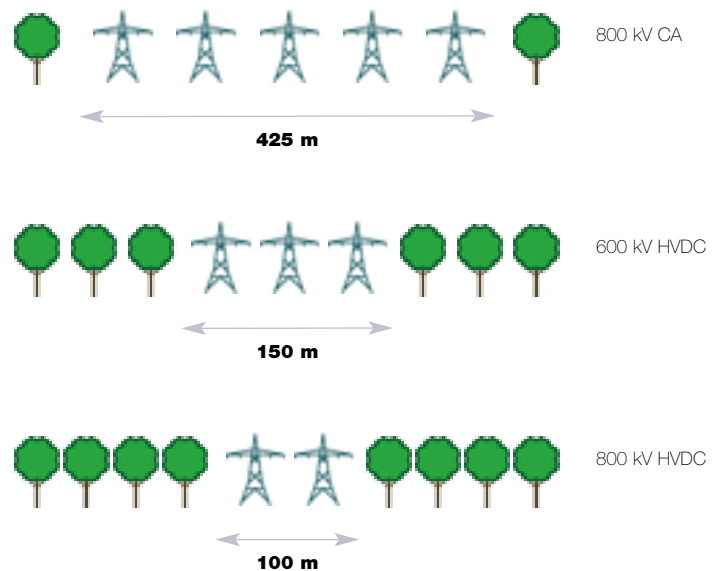


figura 21: comparación del número requerido de torres de transmisión paralelas y espacio para transferir 10 GW de capacidad eléctrica



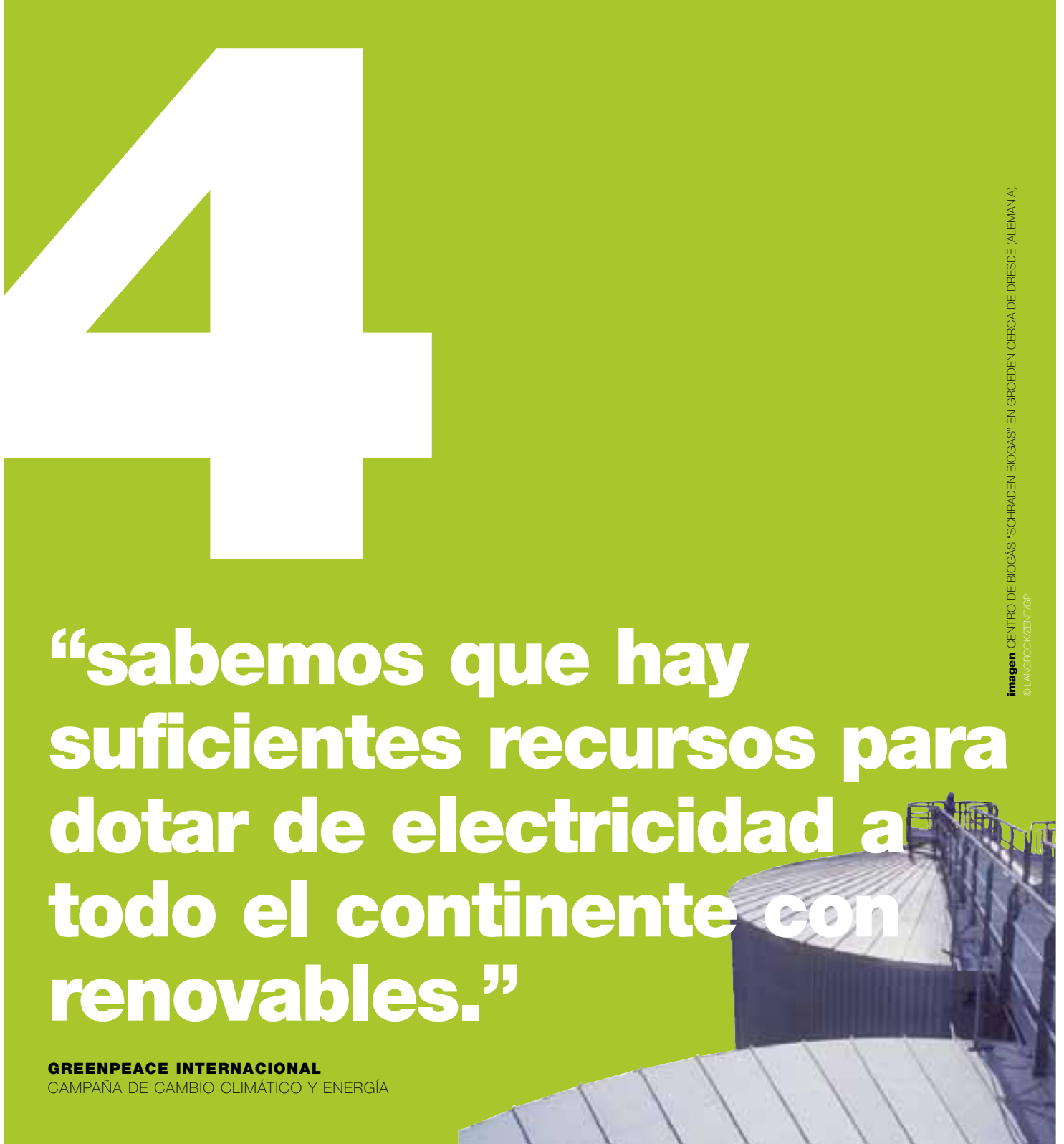
superred: simulación de la [r]evolución energética para europa

EUROPA

ENFOQUE DEL MODELO DE RED

EVENTOS EXTREMOS
SIMULACIONES ADICIONALES
CON FV REDUCIDO

PROPUESTA DE SUPERRED
ESTIMACIÓN DE COSTES
BIBLIOGRAFÍA



“sabemos que hay
suficientes recursos para
dotar de electricidad a
todo el continente con
renovables.”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA DE CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA

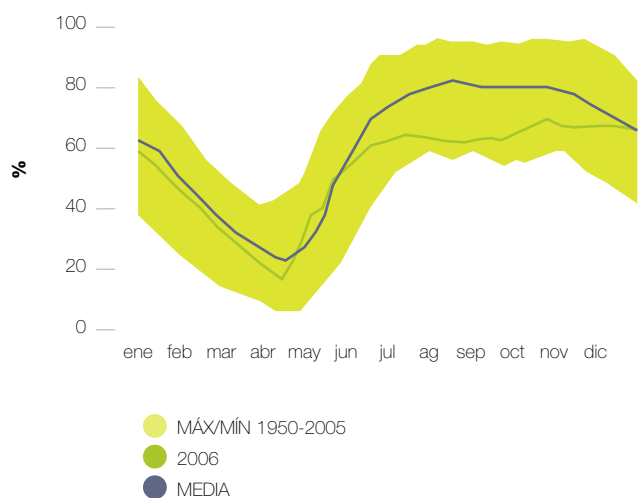
El siguiente caso práctico analiza eventos meteorológicos extremos para estudiar qué tipo de tecnología de red es necesaria para lograr un suministro eléctrico seguro basado en el mix energético de la [R]evolución Energética en Europa. Técnicamente sabemos que hay suficientes recursos para abastecer con renovables a todo el continente (solar en los países del sur, eólica en el norte y geotérmica, biomasa y cogeneración) para crear el bruto de la energía necesaria. Redes inteligentes conectarán fuentes de energía distribuida y consumidores con el uso esperado de información y tecnología de las comunicaciones, centrales eléctricas virtuales y tecnología de control que ayude al sistema a seguir la carga. Los aspectos de diseño técnico deben tener en cuenta los posibles eventos en caso de que se produzca una caída de la energía renovable relacionada con la climatología en determinadas regiones por debajo de la capacidad de suministro necesaria. Las interconexiones de sistemas de redes inteligentes formarán una superred con una mayor capacidad de transporte de renovables a gran escala como las centrales eólicas marinas y las centrales solares térmicas de concentración.

4.1 introducción

Pueden producirse situaciones extremas en los sistemas eléctricos por una variedad de razones, independientemente de los recursos de generación eléctrica actuales o del diseño del sistema.

Por ejemplo, el sistema eléctrico sueco depende de la generación de energía hidráulica y nuclear. La generación hidráulica depende principalmente de la entrada de agua en los acuíferos. Esta entrada durante un año de sequía puede ser un 40% menor que en un año húmedo, lo que provoca importantes cambios en la generación de energía hidráulica de un año a otro (ver figura 22).

figura 22: niveles de almacenamiento en embalses reguladores



fuentes [HTTP://WWW.SVENSKENERGI.SE/UPLOAD/OM%20EL/EL%20C3%A5RET/FILER/ELARET%202006_ENGLISH.PDF](http://www.svenskenergi.se/upload/om%20el/el%20c3%a5ret/filer/elaret%202006_english.pdf), PÁG 18.

Durante 2006, los niveles de agua en los acuíferos fueron bastante bajos (ver figura 22). Además, en agosto de 2006 se cerraron tres de los diez reactores nucleares de Suecia por razones de seguridad tras un incidente ocurrido en la central nuclear de Forsmark. También se desconectaron otro reactor en Forsmark y un quinto en la central nuclear de Ringhals por trabajos de mantenimiento ya planificados. Con todo esto, de repente Suecia se encontró con cinco de diez reactores inoperativos (unos 5.100 MW de 8.961 MW de capacidad de generación nuclear), lo que reducía la capacidad sueca de manera importante (la energía nuclear genera entre el 45% y el 50% de la demanda sueca). Y como los acuíferos estaban también a unos niveles muy bajos, el suministro de la electricidad en Suecia dependió principalmente de las importaciones extranjeras, una situación que continuó durante casi dos meses hasta que desaparecieron los problemas de seguridad.

Pero también los cambios en la demanda pueden suponer un reto para un sistema eléctrico. Por ejemplo, el primer partido del equipo de fútbol nacional brasileño durante la Copa del Mundo de la FIFA de 2006 provocó una caída importante de la demanda eléctrica debido al parón que experimentaron prácticamente todas las actividades industriales del país.

Tras el partido la demanda aumentó rápidamente, de unos 43,5 GW en todo el país a 55 GW en 15 minutos (11,5 GW en 15 minutos). Aunque estos son casos extremos, el sistema eléctrico debe diseñarse de forma que pueda hacer frente a este tipo de eventos. En este documento se describe el modelo y sus supuestos y datos básicos, procedentes de diversas fuentes. Los resultados identifican las acciones necesarias para reforzar las interconexiones existentes.

4.1.1 resumen de resultados

Para evaluar la frecuencia de eventos extremos, el estudio analizó los datos del viento durante los últimos 30 años en toda Europa. Según se observó en las simulaciones, durante el invierno pueden esperarse eventos extremos, cuando la demanda de electricidad es alta y la producción solar baja.

Durante los últimos 30 años, la producción eléctrica potencial procedente del viento durante el periodo invernal en toda Europa en el escenario de la [R]evolución Energética habría descendido por debajo de 50GW únicamente el 0,4% de las veces, lo que equivale a una vez al año ante una duración media del evento de 12 horas.

En este estudio se seleccionaron eventos extremos claves, en relación con el ajuste de la producción de energía eólica y solar, por un lado, y una elevada demanda, por otro. Con ello se creó un modelo de suministro eléctrico basado en el mix energético [R]E. Los resultados fueron:

- En un evento veraniego extremo de demanda elevada y vientos extremadamente bajos (como ocurrió en agosto de 2003), la energía disponible de los FV distribuidos localmente es suficiente para compensar la ausencia de energía eólica, por lo que no sería necesario ningún cambio en la red existente bajo un escenario de



energía renovable.

- En un evento invernal extremo de alta demanda, la baja producción de energía solar en la mayoría de las regiones de Europa debido a una baja radiación solar, junto con una baja producción eólica en el centro y el norte de Europa (como ocurrió en enero de 1997), Europa Central y Gran Bretaña presentan una demanda mayor que su producción, mientras que Europa del Norte y del Sur tiene producciones superiores a la demanda. En esta situación, la electricidad debe transportarse desde el norte de Europa (principalmente hidráulica) y desde los países del sur (principalmente solar) hasta las regiones del centro de Europa. Para lograr esto con energía renovable habrá que mejorar las interconexiones entre España y Francia, Italia y Francia, Rumania y Polonia, Suecia y Polonia, e Irlanda y Gran Bretaña (ver figura 45) y se debe crear una superred (figura 48).
- En un evento extremo de otoño (como el ocurrido en noviembre de 1987) con una radiación solar muy baja y una producción eólica también baja, sería suficiente reforzar la red HVAC e instalar una superred para hacer frente a dicho evento.

4.1.2 recomendaciones para mejorar la red

Para poder proporcionar un suministro eléctrico fiable y seguro en Europa, teniendo en cuenta escenarios de alta demanda y eventos meteorológicos extremos, este estudio propone:

- Reforzar las 34 interconexiones HVAC entre países vecinos en Europa: 5.347 km de mejoras a un coste aproximado de 3.000 millones de euros.
- 17 nuevas interconexiones HVDC, o mejoradas, en Europa: 5.125 km de mejoras a un coste aproximado de 16.000 millones de € (ver la figura 45).
- Hasta 15 nuevas conexiones de 'superred' HVDC,
 - En Europa: hasta 11 conexiones con un total de hasta 6.000 km a un coste aproximado de 100.000 millones de euros.
 - Entre Europa y África: la capacidad de las interconexiones necesarias depende en gran medida del volumen de la electricidad ESTC importada y de la disponibilidad de la capacidad de almacenamiento en Europa. Sin una mayor optimización ni capacidad de almacenamiento, 4 conexiones HVDC con una longitud total de 5.500 a 6.000 km a un coste aproximado de 90.000 millones de euros.

En conjunto la propuesta costaría alrededor de 209.000 millones de euros o 5.225 millones de euros por año hasta 2050. Asumiendo el nivel del consumo eléctrico de la [R]evolución Energética de Greenpeace, los costes de cada kWh aumentarían 0,15 céntimos en 40 años. Pero los costes reales de la red necesaria deben ser aún investigados, especialmente la disponibilidad de la capacidad de almacenamiento en Europa, por ejemplo, de los coches eléctricos. Explotando aún más el potencial de optimización del mix de generación de energía pueden reducirse considerablemente los

costes de expansión de la red y los enlaces necesarios entre África y Europa.

4.1.3 hipótesis

El estudio se basa en un mix energético dado del escenario de [R]E presentado por Greenpeace y no contempla la optimización económica entre generación local y a gran escala. Se asumió el uso de tecnología de alta tensión en corriente continua (HVDC) para la transmisión en largas distancias y HVAC para distancias medias (analizado en el capítulo 3).

La simulación es un primer indicador del diseño viable y de los costes que acarrearía el rediseño de la red de transmisión requerido, aunque se necesitarán más estudios para identificar el diseño óptimo desde el punto de vista económico. No hemos contemplado la optimización económica total entre actualizar el sistema HVAC existente y construir un nuevo sistema HVDC.

Greenpeace y Energyautics recomiendan una investigación más exhaustiva para optimizar este concepto desde una perspectiva económica y técnica mediante el uso de avanzadas tecnologías de almacenamiento o algunos cambios en el mix energético.

El estudio de simulación se centra en el rediseño de la red terrestre. La superred marina que conecte los parques eólicos marinos del Mar del Norte utilizando tecnología HVDC se basa en los resultados del informe elaborado por Greenpeace, 'A-North-Sea-electricity-grid-(r)evolution'.³¹

4.2 el modelo de red

El modelo para calcular el flujo de la carga ha sido creado en DlgSILENT PowerFactory. Se trata de una simplificación del sistema energético europeo y comprende Europa Central, Este y Sur (UCTE) así como Escandinavia (Nordel), Gran Bretaña (UKTSOA) e Irlanda (ATSOI). En la figura siguiente se observa el mapa del modelo de red para Europa y representa la situación a día de hoy.

referencias

31 FUENTE: [HTTP://WWW.GREENPEACE.ORG/RAW/CONTENT/EU-UNIT/PRESSCENTRE/REPORTS/A-NORTH-SEA-ELECTRICITY-GRID-%28R%29EVOLUTION.PDF](http://www.greenpeace.org/raw/content/eu-unit/presscentre/reports/a-north-sea-electricity-grid-%28r%29evolution.pdf). EN EL INFORME EWEA SE OFRECE UN RESUMEN DE LAS DIFERENTES PROPUESTAS PARA LA SUPERRED MARINA: "OCEANS OF OPPORTUNITIES" DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.EWEA.ORG/FILEADMIN/EWEA_DOCUMENTS/DOCUMENTS/PUBLICATIONS/REPORTS/OFFSHORE_REPORT_2009.PDF](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/offshore_report_2009.pdf)

figura 23: mapa de la red de alta tensión europea con la simplificación subyacente del sistema eléctrico europeo



fuelle UCTE, NORDEL Y ENERGYNAUTICS

imagen GREENPEACE DONA UN SISTEMA SOLAR A UNA POBLACIÓN COSTERA DE ACEH, INDONESIA, UNA DE LAS ZONAS MÁS AFECTADAS POR EL TSUNAMI DE DICIEMBRE DE 2004.



4.2.1 modelización de la generación

El escenario de generación se basa en el mix energético presentado por Greenpeace en el informe [R]evolución Energética³², y como este informe no muestra cómo se asignan a cada región o país en Europa los diferentes recursos energéticos, se han elaborado informes de la [R]evolución Energética particulares para algunos países. Esto se ha tenido en cuenta a la hora de distribuir los recursos renovables en Europa.

En el estudio MED-CSP³³, realizado por el Centro Aeroespacial Alemán (DLR) se puede encontrar un estudio detallado y pormenorizado de las diferentes fuentes renovables en Europa. Pero este estudio está mucho más enfocado a la energía solar térmica de

concentración (ESTC), mientras que en el escenario [R]E la energía fotovoltaica juega un papel importante. Así, el escenario MED-CSP se ha escalado para que coincida con las cifras proporcionadas en el informe [R]E.

Se han llevado a cabo ajustes incluyendo los resultados del estudio TradeWind³⁴ además de realizar un chequeo razonable (por ejemplo, se ha reducido la cuota de energía solar en Escandinavia y se ha incrementado en la región del Mediterráneo).

En la siguiente tabla se ofrece un resumen de los recursos de cada país como se utilizaron para este estudio.

En las secciones siguientes se describe detalladamente cada recurso.

tabla 8: capacidad instalada y demanda máxima (ambos en GW) según el escenario [R]E para 2050

PAÍS	EÓLICA	FOTOVOLTAICA	GEOTÉRMICA	BIOMASA	ESTC	OLEAJE/ MAREOMOTRIZ	HIDRÁULICA	GAS	CARBÓN	TOTAL	DEMANDA MÁX.
Europe	378.1	383.3	38.5	115.7	31.0	27.3	190.8	113.8	3.6	1282.2	545.1
Eslovenia	0.9	4.0	0.1	0.7	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	7.2	2.2
Irlanda	6.2	10.0	0.0	1.4	0.0	0.8	0.5	1.8	0.0	20.8	4.8
Grecia	12.5	16.1	1.7	0.8	2.3	0.8	2.8	1.0	0.0	38.0	9.8
Finlandia	6.5	3.0	0.0	4.0	0.0	0.4	3.4	3.3	0.0	20.6	13.8
Holanda	8.5	6.5	0.4	2.9	0.0	0.2	0.0	6.6	0.1	25.2	17.8
Reino Unido	53.6	36.3	0.1	7.1	0.0	12.5	3.9	22.0	0.3	135.8	59.2
Dinamarca	6.3	5.5	0.0	1.4	0.0	0.5	0.0	3.8	0.1	17.5	6.4
República Eslovaca	0.6	7.0	0.9	1.2	0.0	0.0	2.6	0.9	0.0	13.2	4.4
República Checa	1.9	7.0	0.0	2.1	0.0	0.0	2.2	1.2	0.1	14.5	10.0
Portugal	9.0	12.0	1.6	2.6	2.9	1.5	5.6	1.7	0.0	36.9	9.1
Hungría	2.4	7.3	5.3	1.2	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	17.0	6.5
Bulgaria	1.6	11.0	0.2	1.0	0.0	0.0	2.9	1.5	0.0	18.2	6.8
Bélgica	5.7	5.0	0.0	2.2	0.0	0.0	0.1	1.4	0.1	14.5	13.8
Polonia	40.8	29.0	0.5	10.4	0.0	0.2	1.0	2.3	0.2	84.4	22.6
Rumania	4.0	11.0	0.2	5.5	0.0	0.0	5.3	5.9	0.0	31.9	8.7
Austria	2.3	10.9	1.1	2.8	0.0	0.0	11.7	0.7	0.0	29.4	9.3
Italia	18.0	40.0	6.8	11.0	13.0	2.0	21.0	11.0	0.0	122.9	55.9
Alemania	62.1	50.0	8.2	21.8	0.0	1.5	6.5	15.1	0.7	165.9	82.8
Francia	49.7	40.0	4.1	6.3	0.0	2.5	29.4	15.6	0.3	147.9	87.9
España	45.3	49.5	6.6	12.0	12.8	2.7	19.0	5.7	0.1	153.6	43.4
Suecia	21.0	7.0	0.4	11.5	0.0	0.4	16.4	2.8	0.0	59.4	24.5
Macedonia	0.0	2.1	0.0	0.3	0.0	0.0	1.0	0.7	0.6	4.8	1.6
Serbia y Montenegro	0.5	3.2	0.4	1.4	0.0	0.3	5.0	4.6	1.0	16.4	7.2
Bosnia-Herzegovina	0.0	2.1	0.0	0.9	0.0	0.0	3.9	0.3	0.0	7.2	2.0
Croacia	5.6	2.9	0.1	1.0	0.0	0.4	2.5	0.8	0.0	13.2	3.0
Suiza	1.1	3.7	0.0	0.8	0.0	0.0	13.2	0.0	0.0	18.8	10.0
Noruega	12.0	1.3	0.0	1.4	0.0	0.6	29.3	2.4	0.0	47.1	21.6

fuelle GREENPEACE

referencias

32 [HTTP://WWW.ENERGYBLUEPRINT.INFO/](http://www.energyblueprint.info/)

33 [HTTP://WWW.DLR.DE/TT/MED-CSP](http://www.dlr.de/TT/MED-CSP)

34 [HTTP://WWW.TRADE-WIND.EU/ENERGÍA EÓLICA](http://www.trade-wind.eu/energía_eólica)

eólica

Además de la FV, la energía eólica tiene la mayor cuota de capacidad instalada en este estudio, y la cuota más alta con diferencia de toda la energía producida, por lo que juega un importante papel en el escenario.

Para determinar la cantidad de energía eólica producida durante el marco temporal de los escenarios investigados se ha aplicado el enfoque descrito en el estudio TradeWind. Se toma la velocidad del viento para cada región de la fuente de datos de reanálisis del Centro Nacional de Predicción Ambiental (NCEP).³⁵

En la figura 24 se indica la velocidad del viento de la fuente de reanálisis comparándola con los datos medidos in situ. Puede observarse una buena coincidencia.

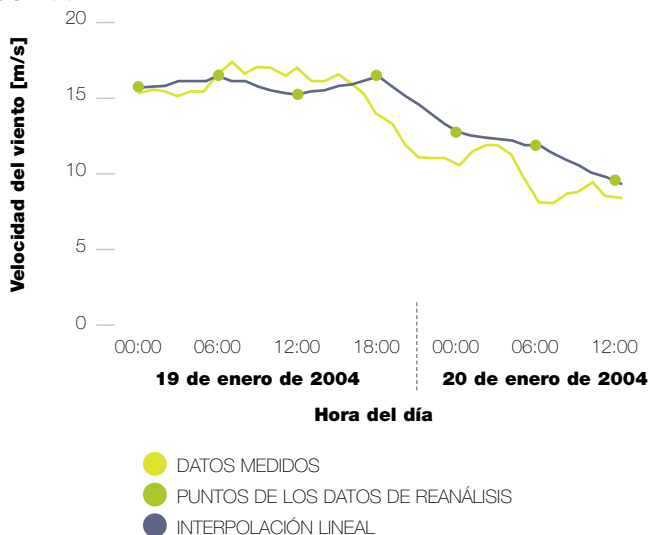
Se debe procesar aún más la velocidad del viento para calcular la potencia de salida relevante de todos los aerogeneradores en cada región, y esto se realiza según las curvas de potencia regionales equivalentes de la figura 25.

fotovoltaica (FV)

La energía fotovoltaica representa, junto con la energía eólica, la cuota más alta de la capacidad instalada en Europa. No obstante, debido a sus características de producción (ausencia de producción durante la noche, producción parcial durante la mañana y la tarde), la cantidad de energía producida es sólo un tercio de la generada por la energía eólica.

Debido a sus características tan fluctuantes, es importante contar con una tasa de muestreo superior a la de la energía eólica. Aunque los datos de reanálisis del NCEP-2 proporcionan datos solares, la resolución temporal, con valores de 6 horas, no es suficiente. S@tel- Light ofrece un conjunto de datos más ajustados.³⁶ Esta fuente proporciona valores de media hora para toda Europa, pero se limita a los años 1996 a 2000.

figura 24: comparación entre los datos de reanálisis del NCEP-2 y los datos medidos in situ, el 19 y el 20 de enero de 2004



fuelle TRADEWIND

geotérmica

La geotérmica no representa la mayor cuota de capacidad debido a los limitados recursos existentes en Europa. Generalmente las centrales geotérmicas funcionan siempre a su carga máxima porque no incorporan almacenamiento térmico (como las ESTC) ni combustible que ahorran (biomasa). Con el fin de tener en cuenta los trabajos de mantenimiento y los posibles fallos en las centrales geotérmicas, la potencia de salida se ajusta al 90% de la capacidad nominal.

energía solar de concentración (ESTC)

La ESTC juega un importante papel en este estudio, ya que es hasta cierto punto una fuente controlable gracias a su almacenamiento térmico. El cálculo de la energía disponible se realiza según el enfoque descrito para FV aunque teniendo en cuenta sólo la luz solar directa. Además de la capacidad instalada en Europa, se instalarán otros 60 GW en el norte de África para poder exportar electricidad a Europa a través de líneas HVDC.

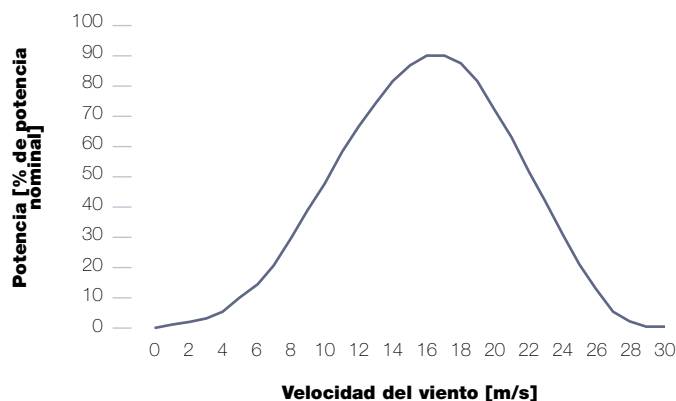
energía oceánica

La energía del oleaje y maremotriz tienen una pequeña cuota en el escenario de [R]E, por lo que no se ha llevado a cabo un análisis detallado del oleaje y de las mareas principales durante el tiempo del evento. En su lugar se toma un valor medio del 30% de la capacidad instalada.

hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica debe dividirse en centrales eléctricas con y sin embalse de reserva. Generalmente las centrales hidroeléctricas fluyentes, sin almacenamiento de reserva, no tienen capacidad para almacenar electricidad, por lo que no son controlables, mientras que aquellas con embalse de reserva pueden considerarse controlables. La potencia de salida de las centrales hidroeléctricas sin almacenamiento puede variar; dependiendo de la zona, el río lleva más agua durante el verano debido a los deshielos (por ejemplo, los Alpes) o menos agua, especialmente cuando el verano es muy seco y no llueve (como en España).

figura 25: curva de potencia regional equivalente



fuelle TRADEWIND

referencias

- 35** DATOS DE REANÁLISIS DEL NCEP-2 REANALYSIS DATA PROPORCIONADOS POR NOAA/OAR/ESRL PSD, BOULDER, COLORADO, USA, [HTTP://WWW.CDC.NOAA.GOV](http://www.cdc.noaa.gov)
36 [HTTP://WWW.SATELLIGHT.COM](http://www.satellight.com)

imagen TRABAJADORES EXAMINANDO CANALES PARABÓLICOS SOLARES EN LA CENTRAL SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN PS10. CADA CANAL TIENE UNA LONGITUD DE 150 METROS Y CONCENTRA LA RADIACION SOLAR EN UN TUBO ABSORBEDOR DEL CALOR POR DONDE CIRCULA UN FLUIDO TRANSPORTADOR DEL CALOR QUE SE UTILIZA PARA CALENTAR VAPOR EN UN GENERADOR DE TURBINA ESTÁNDAR.



biomasa

La biomasa puede considerarse como una energía a demanda, por lo que juega un papel importante en el estudio. Estas centrales eléctricas se extienden prácticamente por toda Europa, como se observa en el siguiente mapa. Se ha tenido en cuenta la disponibilidad de las centrales de biomasa con una cuota del 95%.

figura 26: potencial de biomasa en Europa



LEYENDA (DATOS DE 2007)

- ALTAMENTE IDÓNEA
- MODERADAMENTE IDÓNEA
- MARGINALMENTE IDÓNEA
- NO ACONSEJABLE
- FUERA DE COBERTURA DE DATOS

fuelle AGENCIA EUROPEA DE MEDIO AMBIENTE - 2008³⁷

gas natural

Las centrales de gas pueden utilizarse para fines de control. En el estudio, las centrales no renovables se ubican estratégicamente donde exista una alta demanda y una baja cantidad de fuentes renovables. Estas centrales se utilizan únicamente como sistema de reserva en momentos en que la producción de energía renovable es demasiado baja.

referencias

37 [HTTP://WWW.EEA.EUROPA.EU/](http://www.eea.europa.eu/)

4.2.2 modelización de la demanda

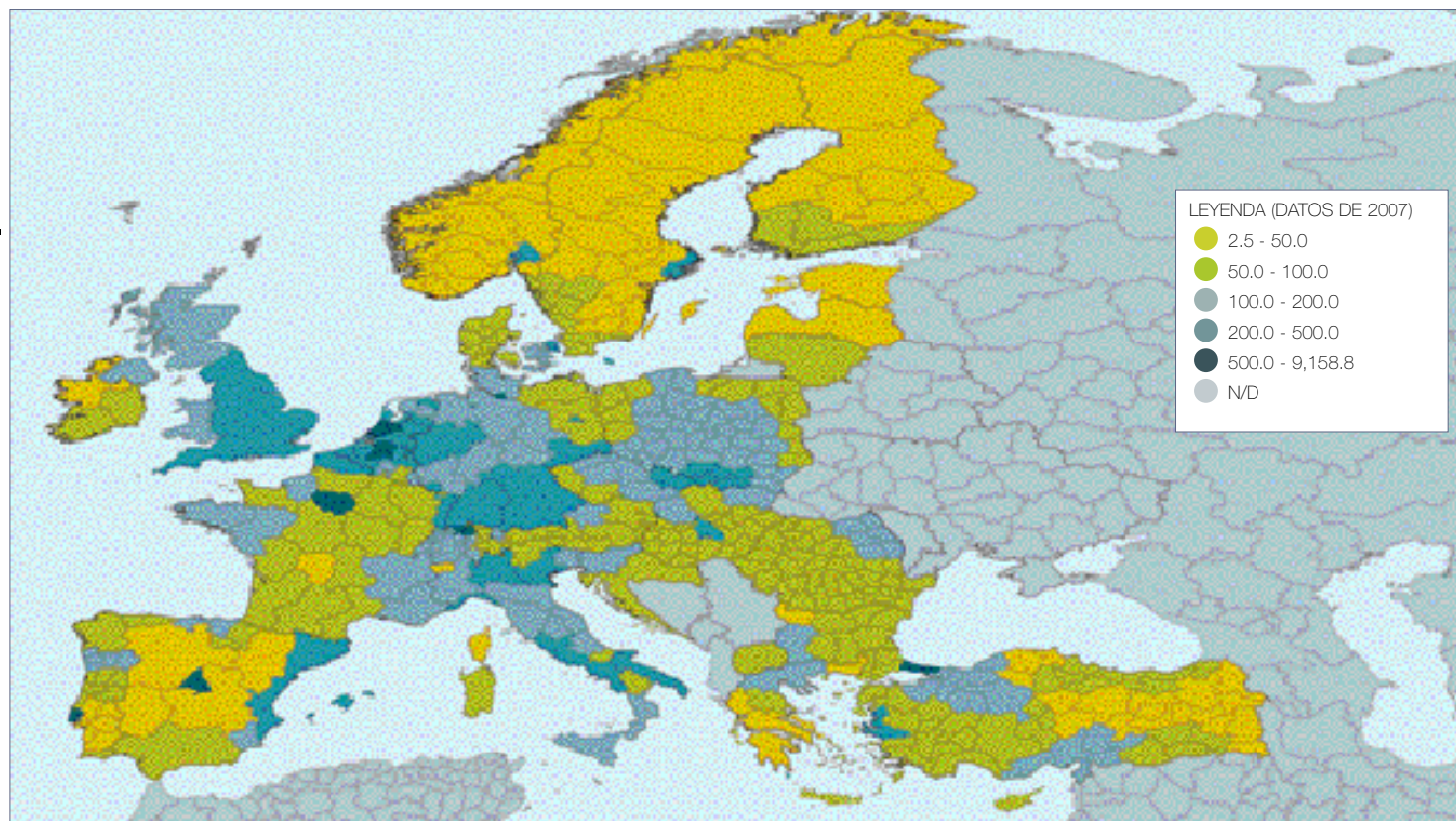
Según el informe [R]E, la demanda de energía en 2050 en Europa no aumentará en comparación con la demanda actual debido a la mayor eficiencia en el uso energético necesaria para mantener estable la emisión de gases de efecto invernadero. En el modelo se utiliza la demanda eléctrica de hoy día como datos de entrada. Para determinar la cantidad de demanda eléctrica en cada país se toma la denominada 'carga vertical'. La Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (entso-e³⁸) proporciona cada hora valores de la carga vertical de cada país (figura 27).

Para poder asignar más carga a cada nodo del modelo se toma la densidad de población. Según Zhou y Bialek³⁹, existe una buena correlación entre consumo y densidad de población, ya que en la mayoría de los casos una alta población coincide con mayores tasas de empleo y de industria.

La densidad de población puede encontrarse en la base de datos de estadísticas de la Comisión Europea (Eurostat⁴⁰). En el siguiente mapa se observa la densidad de población en Europa.

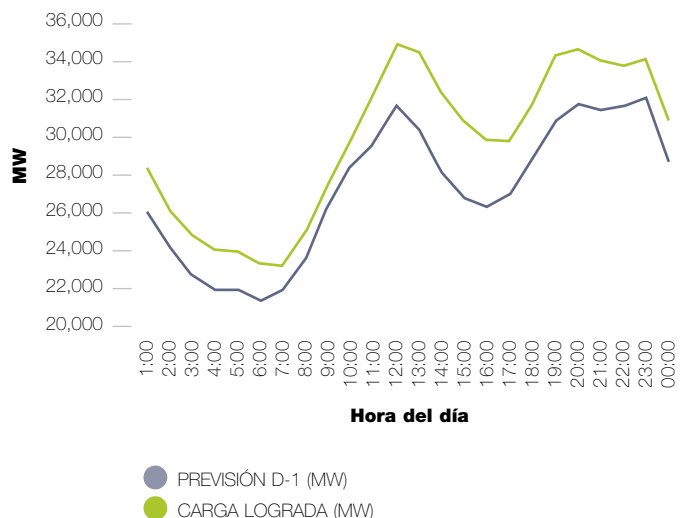
Como se espera, habrá un mayor uso de la gestión de la demanda y el almacenamiento local (consultar el informe sobre redes inteligentes) en el sistema energético futuro con grandes cantidades de fuentes fluctuantes, esto se tiene en cuenta adaptando la carga a una cantidad determinada de la producción energética disponible.

figura 28: mapa de la densidad de población por regiones en 2007. HABITANTES POR KM²



fFuente EUROSTAT

figura 27: carga vertical en Alemania el 7 de junio de 2009



fFuente ENTSO-E

referencias

- 38 [HTTPS://WWW.ETSOVISTA.ORG/](https://www.etsovista.org/)
- 39 ZHOU, BIALEK "APPROXIMATION MODEL OF EUROPEAN INTERCONNECTED SYSTEM AS A BENCHMARK SYSTEM TO STUDY EFFECTS OF CROSS-BORDER TRADES", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, MAYO 2005
- 40 [HTTP://EPP.EUROSTAT.EC.EUROPA.EU/PORTAL/PAGE/PORTAL/POPULATION/INTRODUCTION](http://EPP.EUROSTAT.EC.EUROPA.EU/PORTAL/PAGE/PORTAL/POPULATION/INTRODUCTION)



4.3 enfoque

Se ha tomado el siguiente enfoque para determinar las necesidades de una red eléctrica futura con una alta cuota de energías renovables.

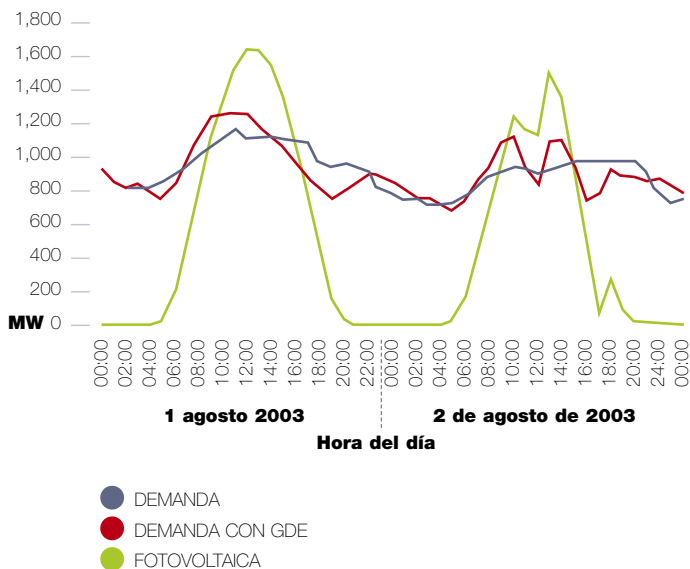
4.3.1 fuente de energía renovable no controlable

En el modelo se da prioridad a la energía eléctrica de fuentes que sólo pueden controlarse no utilizando la energía disponible a su carga máxima, por ejemplo por control del ángulo de paso de los aerogeneradores. Estas fuentes son "controlables a la baja", comparado con los combustibles fósiles, donde la producción puede 'aumentarse' para alcanzar la demanda. Se trata de fuentes fluctuantes como la eólica, FV y oceánica, así como las hidroeléctricas fluyentes y las geotérmicas. La cantidad de energía producida por estas fuentes en cada nodo del modelo se utiliza primero para abastecer la demanda en cada nodo.

4.3.2 gestión de la demanda

Para sacar el máximo partido de la gestión de la demanda y del almacenamiento local, se iguala en el tiempo la diferencia energética resultante entre producción y generación. En la siguiente figura se observa el funcionamiento de este tipo de gestión de la demanda: dependiendo de la fuente local disponible, en este caso FV, se

figura 29: operación de la gestión de la demanda y el almacenamiento local



fuelle ENERGYNAUTICS

aumenta o disminuye la demanda.

4.3.3 flujo de electricidad óptimo

El siguiente paso es realizar un cálculo del flujo de carga CC y una optimización del flujo de electricidad. El resultado de este cálculo es la cantidad necesaria de electricidad adicional en cada nodo (dentro de unos límites dados) para mantener la red de alta tensión dentro de unos límites operativos admisibles. Esta energía adicional se suministra con fuentes controlables, como:

- ESTC
- Hidráulica (almacenamiento)
- Biomasa
- Gas natural

Se da prioridad a las fuentes renovables.

En caso de excedente energético, la electricidad se transfiere a una red de alta tensión, y en caso de déficit energético, se recupera de la red.

Definición de seguridad N-1: un sistema es seguro N-1 si alguno de sus elementos puede fallar sin sobrecargar ningún otro elemento.⁴¹ Como el modelo no representa exactamente cada línea HVAC física de la red sino que agrega un número de líneas, la seguridad N-1 no puede garantizarse evaluando cada línea individual, sino que se permite una carga máxima del 80% en las líneas para lograr una seguridad N-1. Por otra parte, las líneas HVDC y con ellas la superred se representan por líneas físicas, con lo que se evalúa en cada conexión HVDC la seguridad N-1.

4.3.4 evaluación

Con ayuda de los cálculos de flujo de la carga descritos en la sección anterior puede determinarse dónde se sobrecargará la red como consecuencia de una alta producción en un punto y una alta demanda en otro punto de la red. Dependiendo de la distancia entre esos puntos, lo más razonable es reforzar la red HVAC en medio o en caso de una distancia demasiado grande, construir una línea HVDC o incluso una superred formada por varias líneas HVDC.

En caso de que no haya una mayor demanda pero sí una cantidad excesiva de electricidad variable, tenemos dos opciones: almacenar la electricidad disponible y utilizarla en otro momento o restringirla. Desde una perspectiva económica, puede que lo más aconsejable sea ampliar el tamaño y regular ocasionalmente los parques eólicos en lugar de construir costosos sistemas de almacenamiento eléctrico.

La finalidad de este estudio ha sido analizar cómo se puede reforzar la red eléctrica para lograr un suministro ininterrumpido (24/7) con una cuota muy alta de renovables también en situaciones extremas como las que se describen en la siguiente sección. En el capítulo 3 de este informe se ofrece más información sobre superredes.

referencias

41 [HTTP://WWW.ENTSOE.EU/LIBRARY/PUBLICATIONS/CE/OH/POLICY3_FINAL.PDF](http://www.entsoe.eu/library/publications/ce/oh/policy3_final.pdf)

4.4 eventos extremos

Se han investigado varios eventos extremos a corto, medio y largo plazo para determinar la necesidad de remodelar el futuro sistema eléctrico con una alta cuota de fuentes de energía renovables.

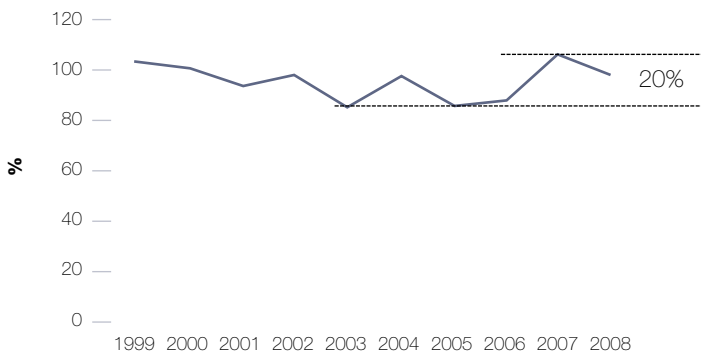
4.4.1 eventos a largo plazo

Como los recursos renovables pueden variar de un año a otro, este estudio se centra en eventos extremos a largo plazo. En efecto este estudio evalúa el escenario de [R]evolución Energética para ver si tendría un impacto sobre la seguridad de suministro.

Se analiza la variación de diferentes fuentes de un año a otro. La energía eólica presenta con diferencia la mayor cuota en la producción eléctrica en el escenario [R]E, por lo que se ha elegido para las posteriores investigaciones.

Los valores más bajos hallados fueron un 20% por debajo de la media a largo plazo (puede verse un ejemplo para Alemania en la figura 30), una cantidad a la que la cartera del escenario de [R]E puede hacer frente con facilidad y que no influirá en la forma del futuro sistema eléctrico.

figura 30: rendimiento anual de la energía eólica comparado con la media a largo plazo; ejemplo alemán



fuelle WINDMONITOR / ISET

4.4.2 eventos a medio plazo

Las fuentes de energía renovable variables como la energía eólica y solar, así como la demanda, varían en el rango de minutos a horas, y la generación y el consumo tienen que equilibrarse en todo momento, mientras que los almacenamientos eléctricos son limitados y caros. Por estas razones los eventos de medio plazo son los más críticos para el dimensionamiento del sistema eléctrico.

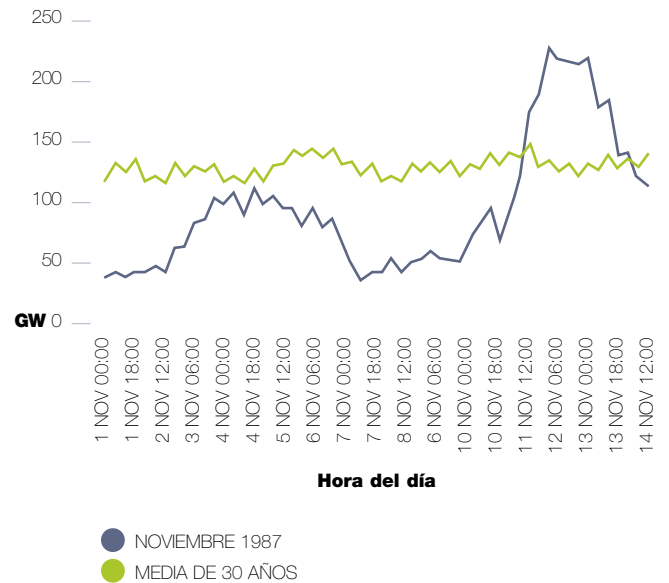
Para este fin se han identificado y analizado tres eventos extremos:

- Evento extremo de verano en agosto de 2003
- Evento extremo de invierno en enero de 1997
- Evento extremo de otoño en noviembre de 1987

4.4.3 evaluación e incidencia de eventos extremos

Renovables 24/7: un mix de diferentes fuentes de energía renovables (como la solar FV, la eólica, biomasa, geotérmica, hidráulica y la energía oceánica en el futuro) garantiza un suministro eléctrico seguro en todo momento. Incluso en momentos en que no sople el viento o no brille el sol. Un evento meteorológico extremo como los descritos aquí son incidencias raras de poca duración.

figura 31: energía eólica disponible (en GW) según el escenario de la [r]evolución energética en noviembre de 1987 comparado con una media de 30 años (valores a 6 horas)



fuelle ENERGYNAUTICS

superred: simulación de la [r]evolución energética para europa | EVENTOS EXTREMOS

imagen CASA DE BAÑOS PÚBLICOS CON TECNOLOGÍA TERMOSOLAR AL LADO DE UNA GRANJA. LA CIUDAD DE DEZHOU ESTÁ MARCANDO PAUTAS AL ADOPTAR ENERGÍA SOLAR Y ESTÁ SIENDO RECONOCIDA COMO EL VALLE SOLAR DE CHINA.



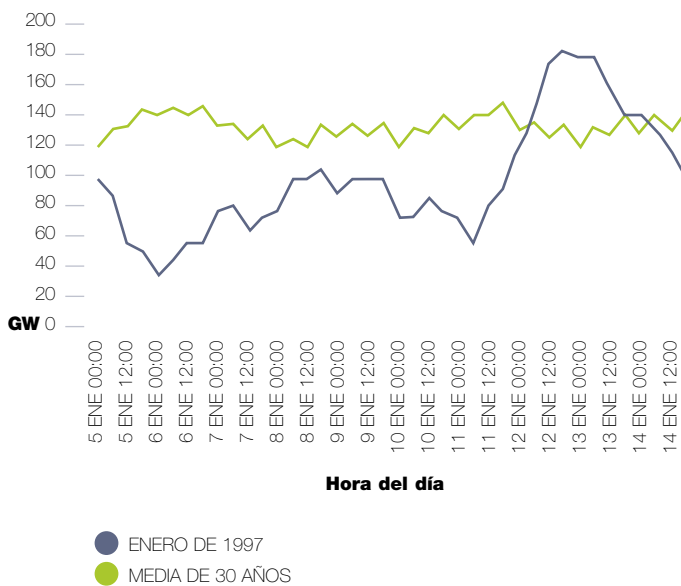
Para evaluar la frecuencia de las incidencias de eventos extremos se han analizado los datos del viento de los últimos 30 años. Como se observa en las simulaciones, durante el periodo invernal pueden esperarse eventos extremos, cuando la demanda de electricidad es alta y la producción solar es baja.

Durante los últimos 30 años la producción eléctrica potencial con energía eólica durante el invierno en Europa según el escenario de [R]E habría caído por debajo de 50GW sólo el 0,4% de las veces. Tomando una duración media de un evento extremo de 12 horas, es equivalente a una vez al año.

En las dos figuras siguientes se observa la producción eólica en Europa durante los dos eventos extremos simulados: noviembre de 1987 y enero de 1997.

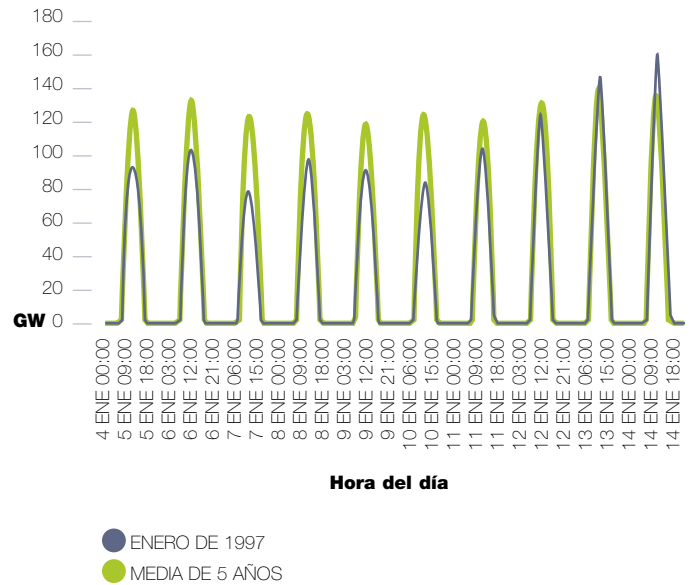
En la siguiente figura se observa la producción de FV durante el evento extremo de enero. Durante enero de 1997 hay algunos días (del 5 al 10) en que la producción es considerablemente inferior que la media. La conjunción de una alta demanda (figura 34) y una baja producción eólica (figura 32) es una situación crítica para el sistema eléctrico europeo (ver también figura 35).

figura 32: energía eólica disponible (en GW) según el escenario de la [R]evolución energética en enero de 1997 comparado con una media de 30 años. (valores de 6 horas)



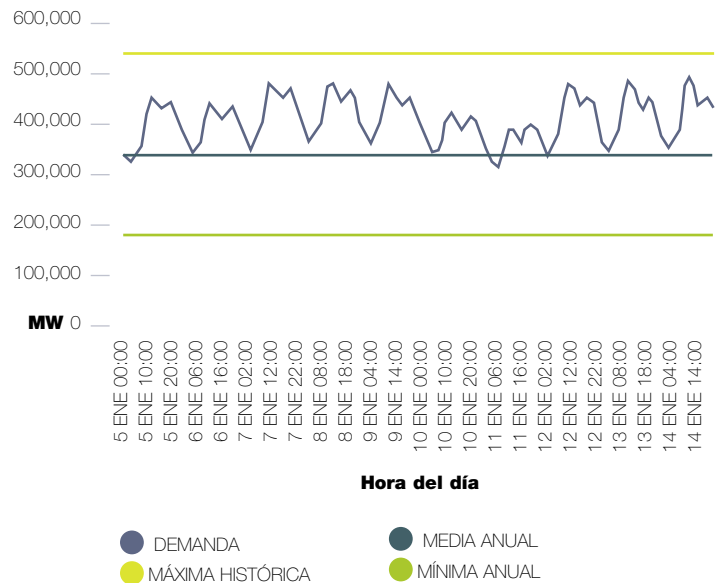
fuentes ENERGINAUTICS

figura 33: energía solar FV disponible (en GW) según el escenario de la [R]evolución energética en enero de 1997 comparado con una media de 5 años (valores de 1 hora)



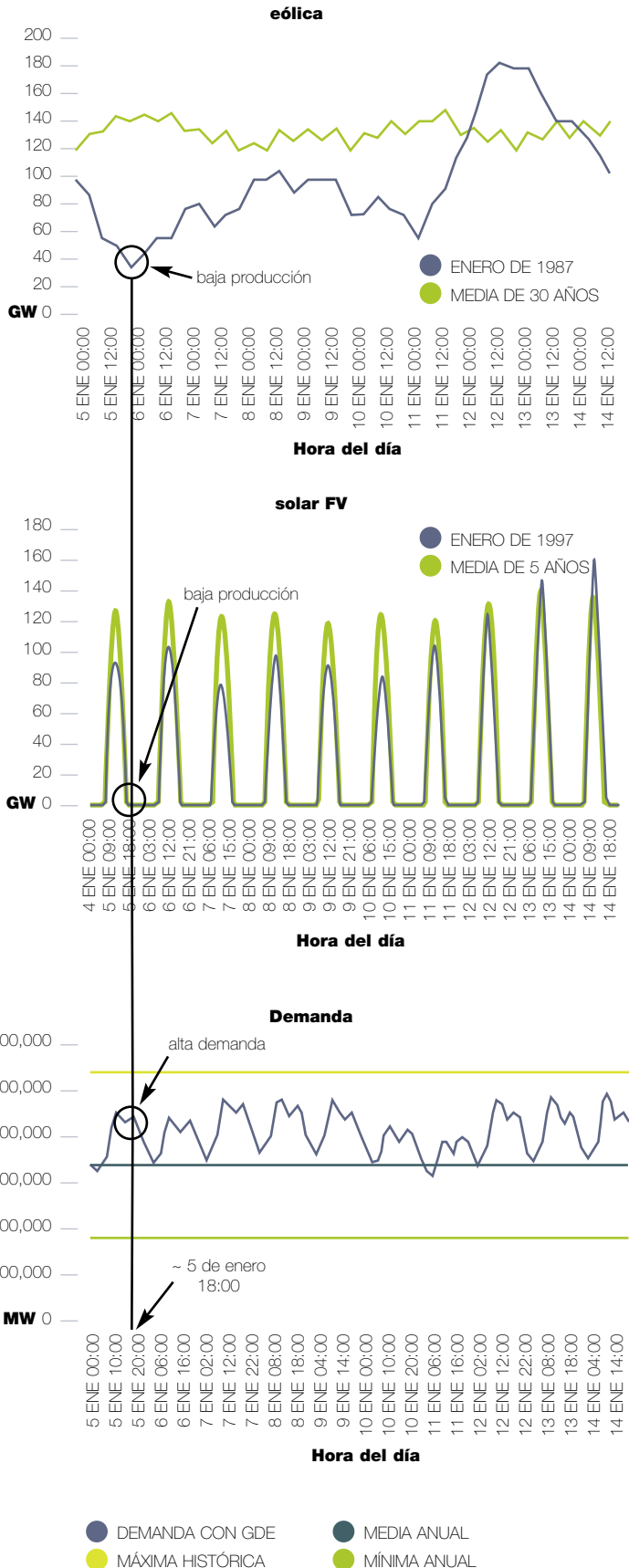
fuentes ENERGINAUTICS

figura 34: demanda (en MW) durante el evento de enero de 1997 comparado con la máxima, la media anual y la mínima histórica (valores de 1 hora)



fuentes ENERGINAUTICS

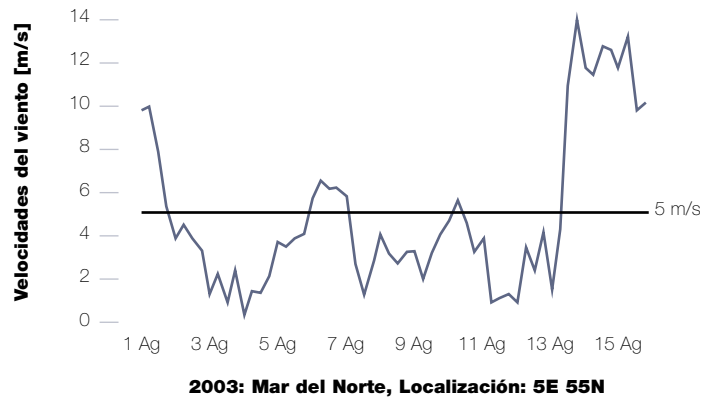
figura 35: resumen de un evento extremo en enero: producción de eólica y solar y demanda (en MW) durante enero



Evento extremo de verano (agosto de 2003)

Este evento extremo se caracterizó por dos semanas de ausencia de viento o muy poco viento en el Mar del Norte (figura 36).

figura 36: velocidad del viento en el Mar del Norte durante agosto de 2003 (evento extremo de verano)



fuelle NCEP-2

Como se observa en la siguiente tabla, la mayor demanda es del orden del 68% de la máxima histórica, lo que es típico para la carga durante el verano. La cantidad de energía FV producida es muy alta debido a la gran cantidad de sol durante el mes de agosto. En la siguiente tabla se presentan otras características.

tabla 9: características de un evento extremo en verano (electricidad disponible en MW)

	ALTA	MEDIA	BAJA
Demanda % de la máxima histórica	366,959 68%	287,666 53%	203,092 38%
Ren. no controlables % de potencia instalada	408,570 45%	193,881 21%	82,743 9%
Energía eólica % de potencia instalada	119,603 31%	43,661 11%	17,538 5%
Fotovoltaica % de potencia instalada	296,661 77%	91,130 24%	0 0%

fuelle ENERGYNAUTICS

imagen TRABAJADOR ACCEDIENDO A LA TORRE DE UN AEROGENERADOR PARA REALIZAR OPERACIONES DE MANTENIMIENTO EN EL PARQUE EÓLICO DE DABANCHENG. CHINA POSEE ENORMES RECURSOS EÓLICOS, QUE PODRÍAN SER FÁCILMENTE RENTABILIZADOS Y EXPLOTADOS TRASPASANDO A ESTE RECURSO ENERGÉTICO LIMPIO Y ABUNDANTE LA INVERSIÓN DESTINADA A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES, QUE DESTRUYEN EL CLIMA.



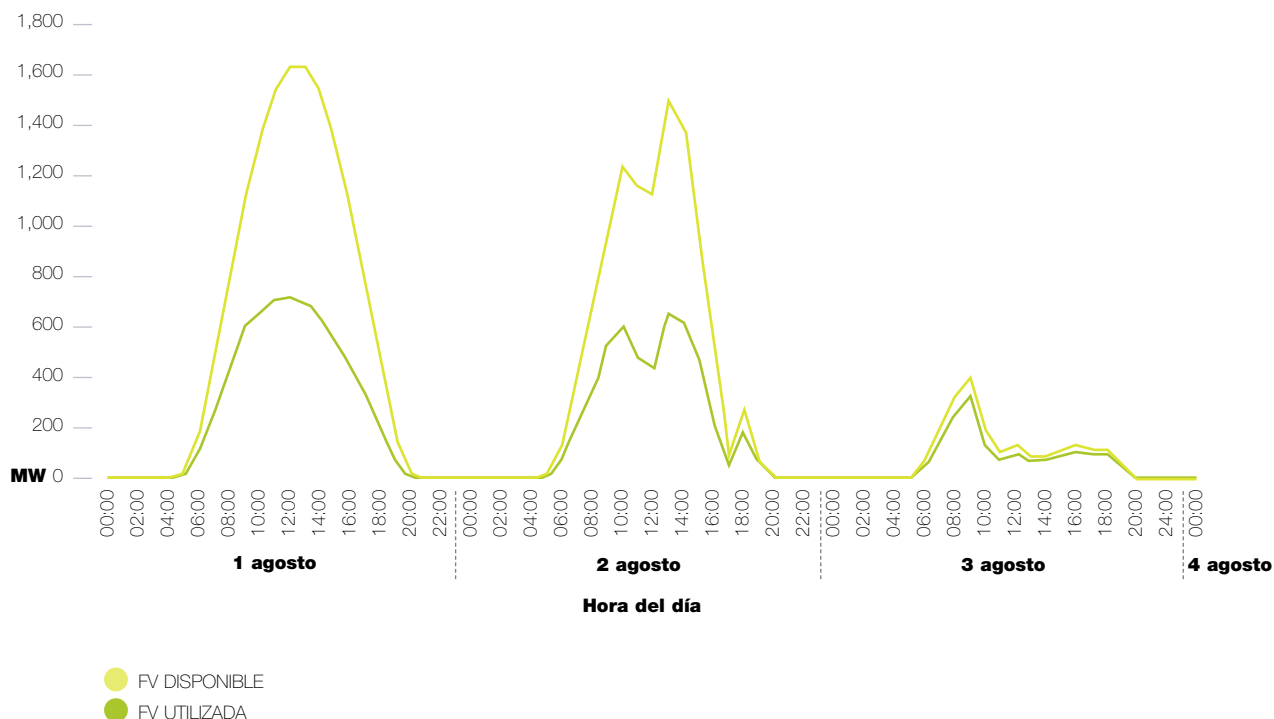
resultados

Los resultados de los cálculos del flujo de carga indican que durante un evento extremo de verano la energía disponible de FV es suficiente para compensar el déficit de energía eólica, por lo que no es necesario mejorar el diseño actual de la red europea ni instalar líneas HVDC adicionales. La energía necesaria procede principalmente de la FV distribuida, de la que se dispone en abundancia durante agosto.

En la tabla siguiente se ofrece un resumen de la cuota de las diferentes fuentes durante el evento. La cantidad de energía eólica y de energía hidráulica sin almacenamiento es lógicamente bastante baja, mientras que la cantidad de FV y de biomasa es elevada. Sólo es necesario recurrir en un 10% a las centrales eléctricas convencionales.

Prácticamente en este estudio no se incluyó almacenamiento de reserva y un análisis de los resultados calculados revela que un elevado porcentaje de energía renovable, principalmente de FV, debe ser restringido o, mejor, está disponible para ser almacenado para su uso, por ejemplo, en vehículos eléctricos. Para esto utilizamos el término de 'excedente de energía' para la generación eléctrica que debe ser 'restringida' si no existe capacidad de almacenamiento. En la figura 37 se observa la energía solar usada comparado con la disponible.

figura 37: excedente de FV disponible para almacenamiento (muestra para una región de Austria, agosto de 2003)



fuelle ENERGYNAUTICS

tabla 10: electricidad generada (media) en MW y cuota de las diferentes fuentes durante un evento extremo de verano

Eólica terrestre	14,558	5%
Eólica marina	14,232	5%
Fotovoltaica	65,914	23%
Geotérmica	32,208	11%
Biomasa	60,561	21%
Centrales ESTC	17,549	6%
Oleaje/Mareomotriz	6,604	2%
Hidráulica fluyente	11,425	4%
Hidráulica con almacenamiento	36,976	13%
Convencional	30,299	10%
Total	290,327	100%

fuelle ENERGYNAUTICS

tabla 11: excedente energético máximo en MW durante diferentes horas del evento extremo de agosto de 2003

Eólica terrestre máx.	19,469
Eólica marina máx.	44,866
Fotovoltaica máx.	117,474
Total máx.	161,749

fuelle ENERGNAUTICS

evento extremo de invierno (enero de 1997)

Este evento se caracterizó por una demanda muy alta por un lado y una generación solar baja y una producción de energía eólica de media a baja por otro (tabla 12).

En Europa es normal que las mayores demandas de electricidad se produzcan durante el invierno. Las horas de sol durante el día se reducen y el ángulo de incidencia solar es bajo, con lo que la cantidad de energía solar producida es también baja durante la temporada de invierno. Además de estos dos factores, también hubo días en los que prácticamente no sopló el viento durante enero de 1997, lo que hizo de ese invierno una situación crítica para el propuesto abastecimiento eléctrico futuro.

tabla 12: características del evento extremo de invierno de enero de 1997 (energía disponible en MW)

	ALTA	MEDIA	BAJA
Demanda	491,064	406,098	311,837
% de máxima histórica	91%	75%	58%
Ren. no controlables	378,419	195,426	108,067
% de potencia instalada	42%	22%	12%
Energía eólica	200,795	96,818	32,533
% de potencia instalada	53%	25%	9%
Fotovoltaica	197,032	33,313	0
% de potencia instalada	51%	9%	0%

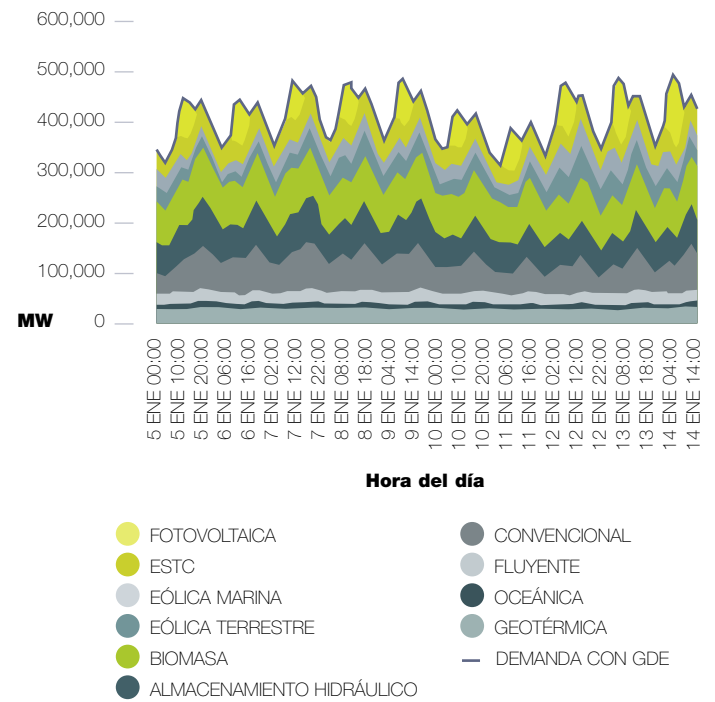
fuelle ENERGNAUTICS

producción de energía durante el evento extremo de enero

En la figura 38 se ofrece un resumen de las diferentes fuentes durante este evento extremo de enero. Para poder mantener abastecido el mercado se debe satisfacer la demanda en todo momento.

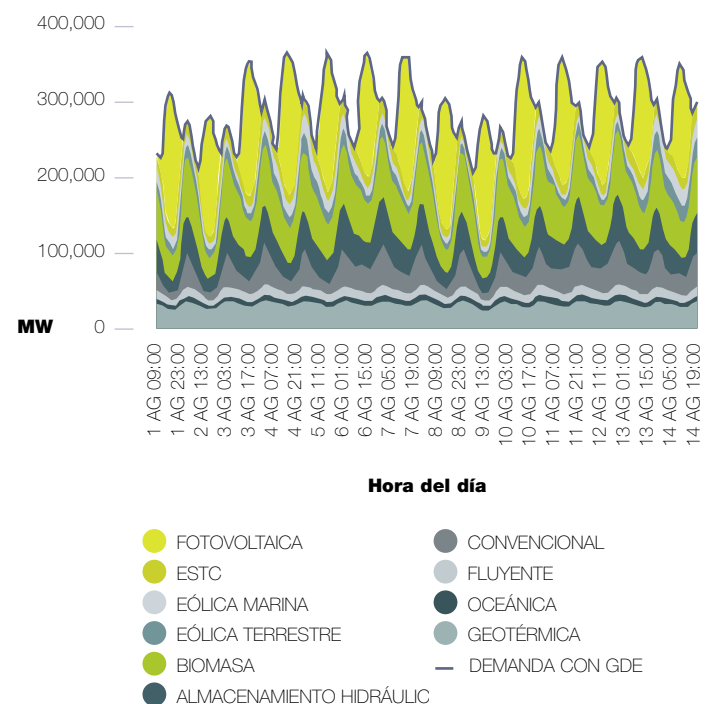
A modo de comparación, en la figura 39 se ofrecen datos sobre la producción eléctrica durante agosto de 2003. Durante el verano hay una menor demanda que durante el invierno y una producción de energía solar mucho mayor.

figura 38: producción eléctrica (en MW) de diferentes fuentes y demanda total en Europa durante el evento extremo de enero de 1997



fuelle ENERGNAUTICS

figura 39: producción eléctrica (en MW) de diferentes fuentes y demanda total en Europa durante el evento extremo de agosto de 2003



fuelle ENERGNAUTICS

superred: simulación de la [r]evolución energética para europa | EVENTOS EXTREMOS

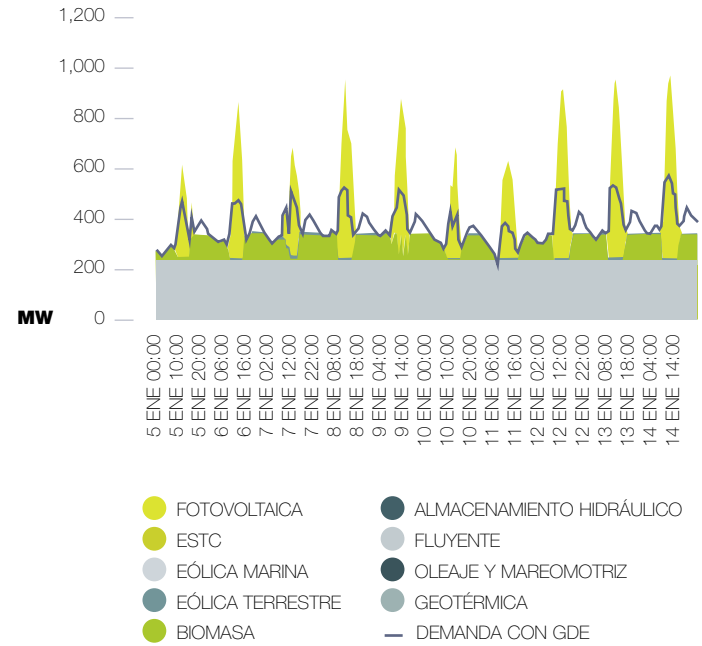
imagen OPERARIOS EN TAILANDIA INSTALANDO UN AEROGENERADOR EN SU COMUNIDAD. LOS IMPACTOS DEL AUMENTO DEL NIVEL DEL MAR DEBIDO AL CAMBIO CLIMÁTICO GOLPEARÁN DURO A LOS PAÍSES ASIÁTICOS COSTEROS, Y UNA SOLUCIÓN ES EL USO DE ENERGÍA RENOVABLE LIMPIA.



Dado que no siempre están equilibradas la producción de energía y la demanda en cada lugar, la red eléctrica debe transportar la electricidad de un punto a otro.

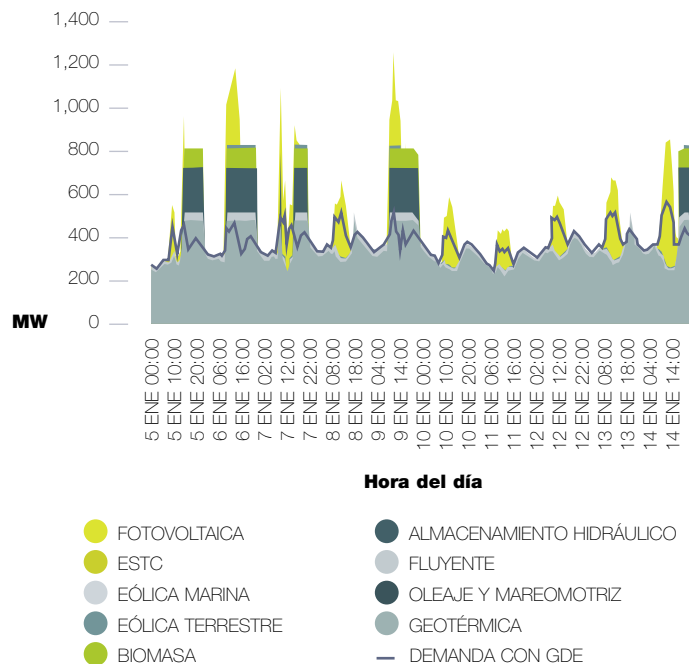
En la siguiente figura se observa la producción eléctrica de diferentes fuentes durante un evento extremo en enero en tres lugares diferentes. Dependiendo de la producción de energía renovable disponible, la electricidad puede exportarse y transportarse por la red hasta otros lugares o tiene que ser importada (ver también la figura 43).

figura 41: producción eléctrica (en MW) de diferentes fuentes y demanda local durante el evento extremo de enero en un segundo punto en el sur de Alemania, 1997. hay momentos de excedentes de producción eléctrica y momentos en que falta electricidad



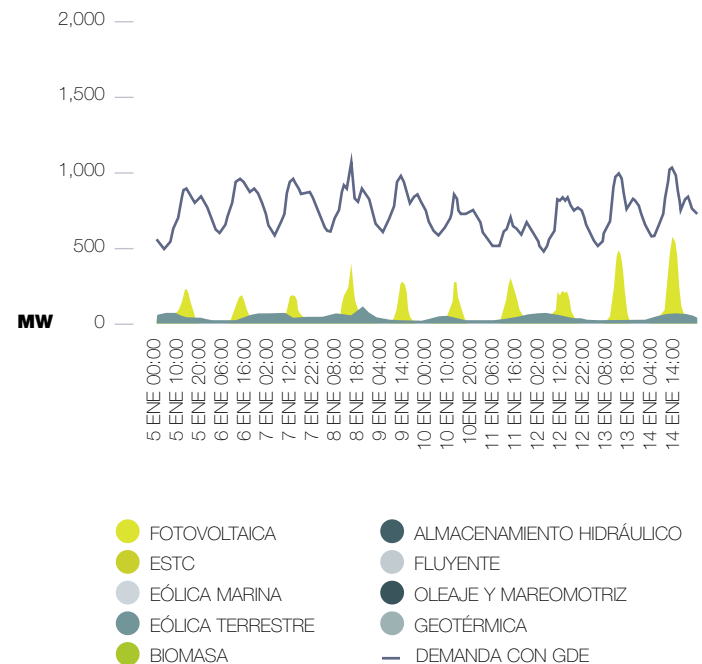
fuente ENERGYNAUTICS

figura 40: producción eléctrica (en MW) de diferentes fuentes y demanda local durante el evento extremo de enero en un punto del sur de Alemania, 1997. hay un excedente de producción eléctrica, por lo que se puede exportar



fuente ENERGYNAUTICS

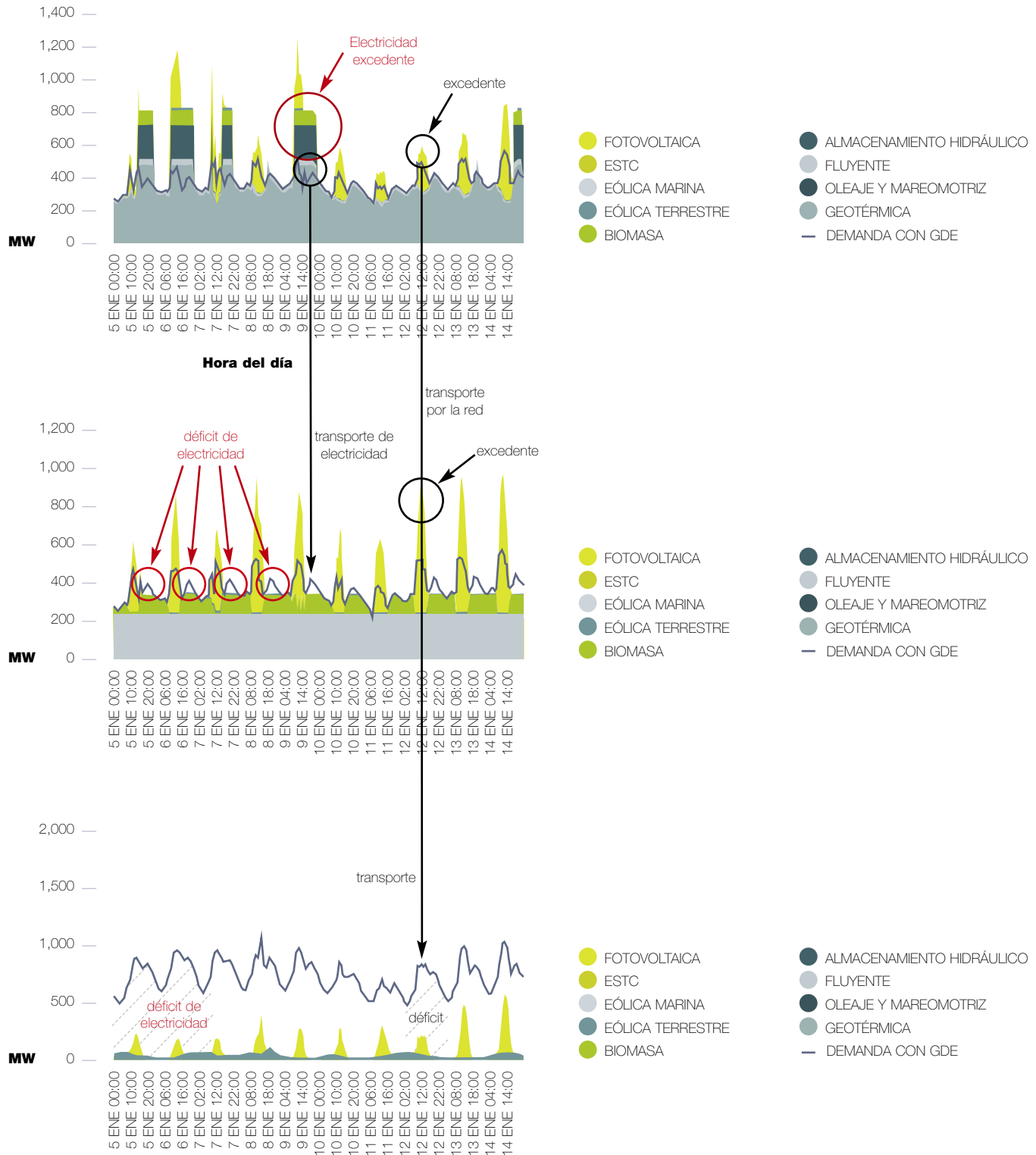
figura 42: producción eléctrica (en MW) de diferentes fuentes y demanda local durante el evento extremo de enero en un punto de Holanda, 1997. Este punto tiene que importar energía durante todo el tiempo del evento



fuente ENERGYNAUTICS

En la siguiente figura se demuestra el transporte necesario entre diferentes puntos del sistema eléctrico.

figura 43: producción eléctrica (en MW) en tres puntos diferentes. Demostración de la necesidad de transporte de energía entre los puntos





resultados

Las simulaciones de este evento muestran que la red instalada actualmente y la electricidad disponible durante este evento hacen necesario:

- reforzar la red en algunas partes de Europa, y

- transportar más electricidad (por ejemplo de ESTC o hidráulica) por líneas HVDC directamente hasta los puntos de mayor demanda. En la figura siguiente se observa qué regiones proveerían excedentes energéticos y qué región tendría un déficit energético (o un exceso de demanda) durante el evento de enero. Las flechas indican el flujo de la carga resultante.

figura 44: áreas de déficit y de excedente energético durante el evento extremo de enero



Durante este evento, Europa Central y Gran Bretaña tendrían una demanda superior a los excedentes, mientras que el norte y el sur de Europa tendrían una producción superior a la demanda. Así, el flujo de la carga es principalmente desde el norte de Europa (principalmente hidráulica) y desde el sur de Europa (principalmente

solar) al centro de Europa. Debido a este flujo de carga, habría que reforzar las interconexiones entre España y Francia, Italia y Francia, Rumania y Polonia, Suecia y Polonia e Irlanda y Gran Bretaña (figura 45).

figura 45: red de alta tensión europea con refuerzos de las interconexiones marcados



imagen PERFORACIÓN GEOTÉRMICA DE INVESTIGACIÓN EN SCHORFHEIDE REALIZADA POR EL GEOFORSCHUNGSZENTRUM POTSDAM EN COLABORACIÓN CON EL MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE ALEMÁN Y VATTENFALL.



Debido al déficit energético extendido por Europa Central, parece que la mejor solución no es reforzar la red HVAC, sino transportar la electricidad directamente desde la fuente hasta los centros de demanda por líneas HVDC. Esto constituye la base de la superred, descrita en el capítulo 3, con conexiones con fuentes en el norte de África (energía solar de concentración) y Escandinavia (Hidráulica).

En la tabla siguiente se ofrece un resumen de la energía media generada de diferentes fuentes durante el evento extremo de enero. La energía eólica y la FV presentan una proporción bastante baja. Aún el 84% procede de suministros energéticos renovables con una elevada cuota de biomasa y de hidráulica, y sólo el 16% debe abastecerse de energía convencional.

tabla 13: electricidad generada (media) en MW y cuota de diferentes fuentes durante un evento extremo

Eólica terrestre	36,260	9%
Eólica marina	30,469	7%
Fotovoltaica	22,220	5%
Geotérmica	32,469	8%
Biomasa	83,510	21%
Centrales ESTC	38,592	9%
Oleaje/Mareomotriz	7,214	2%
Hidráulica fluyente	24,020	6%
Hidráulica con almacenamiento	65,295	16%
Convencional	66,313	16%
Total	406,362	100%

fuelle ENERGNAUTICS

De nuevo se observa un excedente energético disponible para ser almacenado como reserva.

En la tabla siguiente se ofrece un resumen del excedente energético máximo durante este evento. Esta vez el excedente de energía FV es inferior en comparación con los eventos anteriores investigados.

tabla 14: excedente energético máximo en MW durante diferentes horas del evento extremo

Eólica terrestre máx.	30,856
Eólica marina máx.	58,049
Fotovoltaica máx.	26,8681
Total máx.	11,760

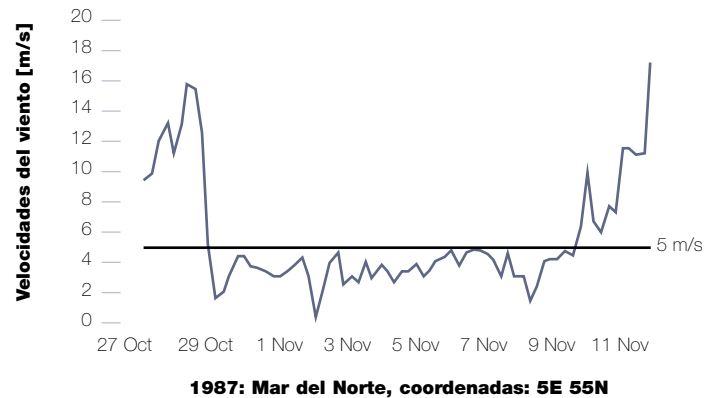
fuelle ENERGNAUTICS

evento extremo de otoño (noviembre de 1987)

La red mejorada propuesta se comprueba en un tercer evento extremo, identificado para noviembre de 1987.

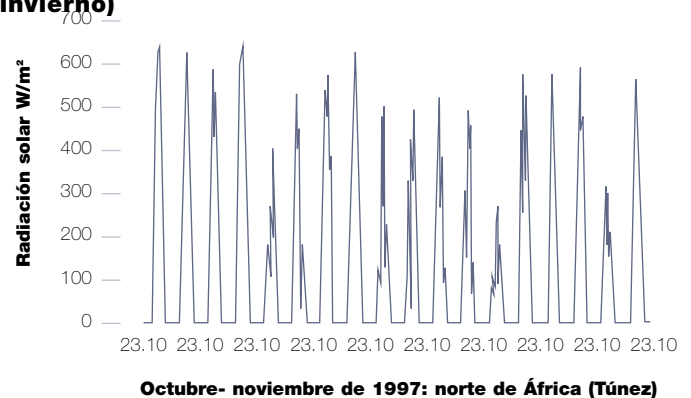
En noviembre la energía solar se reduce considerablemente debido a la ruta del sol en el cielo. Durante este evento de noviembre de 1987 se produjo también un periodo de más de doce días en los que apenas sopló el viento. Ambas fuentes de energía son la base troncal del escenario de [R]E, por lo que estamos ante una situación crítica para todo el suministro eléctrico propuesto.

figura 46: velocidad del viento en el Mar del Norte durante oct/nov de 1987 (evento extremo de invierno)



fuelle NCEP

figura 47: radiación solar en el Norte de África (Túnez) durante oct/nov de 1997 (evento extremo de invierno)



fuelle SATEL-LIGHT

En la tabla siguiente se presentan otras características.

tabla 15: características del evento extremo de noviembre (potencia en MW)

	ALTA	MEDIA	BAJA
Demanda	441,199	358,810	257,437
% de máxima histórica	82%	67%	48%
Ren. no controlables	444,999	212,189	112,415
% de potencia instalada	49%	24%	12%
Energía eólica	236,075	94,871	34,910
% de potencia instalada	62%	25%	9%
Fotovoltaica	200,106	44,264	0
% de potencia instalada	52%	12%	0%

fuelle ENERGYNAUTICS

resultados

El refuerzo de la red HVAC más la instalación de la superred como se propone en la sección anterior son suficientes para poder hacer frente a este evento. No es necesario tomar otras medidas para garantizar el abastecimiento continuado durante este extremo.

En la siguiente tabla se proporciona un resumen de la cuota de las diferentes fuentes durante el evento. La cantidad de energía eólica y solar es lógicamente menor mientras que aumenta la de biomasa.

En este caso el 17% de la energía procede de centrales eléctricas convencionales.

tabla 16: potencia (media) generada en MW y cuota de diferentes fuentes durante el evento extremo de noviembre

Eólica terrestre	34,508	10%
Eólica marina	26,654	8%
Fotovoltaica	33,130	10%
Geotérmica	29,166	8%
Biomasa	73,670	21%
Centrales ESTC	9,284	3%
Oleaje/Maremotriz	6,803	2%
Hidráulica fluyente	22,057	6%
Hidráulica con almacenamiento	50,709	15%
Convencional	58,394	17%
Total	344,375	100%

fuelle ENERGYNAUTICS

Aunque hay regiones con un déficit energético, en otras regiones se produce un excedente. En la tabla siguiente se ofrece un resumen del excedente máximo de energía de diferentes fuentes.

tabla 17: excedente máximo de energía en MW durante diferentes horas del evento extremo de noviembre

Eólica terrestre máx.	42,922
Eólica marina máx.	69,541
Fotovoltaica máx.	66,400
Total máx.	153,253

fuelle ENERGYNAUTICS

imagen TORRE DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN SOBRE LOS VIÑEDOS DE CHAMPAGNE (FRANCIA). SI LAS TEMPERATURAS SUBEN MÁS DE 2°C, FRANCIA SE ENFRENTARÁ A UN DESPLAZAMIENTO GEOGRÁFICO DE SUS ECOSISTEMAS, TANTO LOS NATURALES COMO LOS CULTIVADOS Y LOS EFECTOS EN LA SOSTENIBILIDAD DE LA PRODUCCIÓN VIÑICOLA SERÁN CATASTRÓFICOS PARA LA INDUSTRIA LOCAL.



4.5 simulaciones adicionales con generación reducida de FV (escenario de 2030) sin capacidad de almacenamiento

Además del escenario de 2050, se han simulado los eventos extremos con una capacidad de instalación reducida de FV (escenario de 2030) de 383GW hasta 211GW para así reducir el excedente de energía FV si no hay más capacidad de almacenamiento. Con una reducción sistemática en determinadas localizaciones, donde hay suficiente energía procedente de las renovables, el sistema eléctrico propuesto, incluyendo los refuerzos y la creación de la superred, puede aún hacer frente a esta situación durante los eventos extremos.

Los resultados de la simulación indican la idoneidad de aumentar aún más las instalaciones solares FV por encima de 211 GW sólo si se dispone de un almacenamiento a gran escala. Éste debe estar preparado para un almacenamiento de unas 12 horas para desplazar la producción de energía durante el día hacia las horas vespertinas y nocturnas. La instalación de almacenes de este tipo no es el objetivo de este estudio, pero debería ser investigado junto con ubicaciones óptimas de generadores de energía renovable y las mejoras de la red en nuevos análisis.

evento extremo de enero (1997) – solar FV reducida

Para probar aún más el funcionamiento de la red, tomamos el evento extremo de invierno descrito en el apartado 4.4.3 y modelamos la energía disponible con energía solar FV reducida (un pequeño porcentaje de capacidad instalada operando).

tabla 18: características del evento extremo de invierno de enero de 1997 – solar FV reducida (energía disponible en MW)

	ALTA	MEDIA	BAJA
Demanda	491,064	406,098	311,837
% de máxima histórica	91%	75%	58%
Ren. no controlables	304,312	180,864	108,067
% de potencia instalada	42%	25%	15%
Energía eólica	184,042	96,236	34,407
% de potencia instalada	48%	25%	9%
Fotovoltaica	81,909	11,435	0
% de potencia instalada	39%	5%	0%

fuentes ENERGINAUTICS

En comparación con la simulación base (tabla 12), con 191 GW, hay un máximo de 82 GW de FV disponible durante este evento.

En la tabla siguiente se ofrece un resumen de la energía media generada de diferentes fuentes durante el evento extremo de enero.

tabla 19: potencia generada (media) en MW y cuota de diferentes fuentes durante el evento extremo

Eólica terrestre	36,954	9%
Eólica marina	30,394	7%
Fotovoltaica	11,129	3%
Geotérmica	33,220	8%
Biomasa	85,930	21%
Centrales ESTC	41,427	10%
Oleaje/Maremotriz	7,266	2%
Hidráulica fluyente	24,557	6%
Hidráulica con almacenamiento	68,362	17%
Convencional	67,172	17%
Total	406,412	100%

fuentes ENERGINAUTICS

En la tabla siguiente se ofrece un resumen del excedente de energía máximo durante este evento. La cantidad de excedente de solar FV se reduce en comparación con el escenario no reducido de 27 GW a sólo 5 GW.

tabla 20: excedente máximo de energía en MW durante diferentes horas del evento extremo

Eólica terrestre máx.	31,112
Eólica marina máx.	58,265
Fotovoltaica máx.	4,909
Total máx.	102,414

fuentes ENERGINAUTICS

evento extremo de agosto (2003) –FV reducida

Este evento extremo se ha descrito en el documento principal. Para esta simulación se ha reducido la capacidad de FV instalada de 383 GW a 211 GW.

En la tabla siguiente se observan las características de este evento con FV reducida.

tabla 21: características del evento extremo de verano de agosto de 2003–FV reducida (energía disponible) en MW

	ALTA	MEDIA	BAJA
Demanda	355,584	207,067	0
% de máxima histórica	66%	38%	0%
Ren. no controlables	271,333	148,631	82,709
% de potencia instalada	37%	20%	11%
Energía eólica	119,603	43,661	17,538
% de potencia instalada	81%	29%	12%
Fotovoltaica	146,509	45,881	0
% de potencia instalada	69%	22%	0%

fuelle ENERGNAUTICS

En la tabla siguiente se ofrece un resumen de la energía media generada de diferentes fuentes durante el evento extremo de agosto.

tabla 22: potencia generada (media) en MW y cuota de diferentes fuentes durante el evento extremo

Eólica terrestre	14,606	4%
Eólica marina	13,253	4%
Fotovoltaica	36,586	10%
Geotérmica	31,404	9%
Biomasa	67,751	19%
Centrales ESTC	13,459	4%
Oleaje/Maremotriz	22,315	6%
Hidráulica fluyente	62,012	18%
Hidráulica con almacenamiento	51,232	15%
Convencional	40,077	11%
Total	352,696	100%

fuelle ENERGNAUTICS

En la tabla siguiente se ofrece un resumen del excedente máximo de electricidad durante este evento. Se reduce de 117 GW a 51 GW la cantidad de excedente de FV en comparación con el escenario no reducido. Como se describe al inicio de esta sección, puede reservarse una gran cantidad de esta energía en sistemas de almacenamiento y utilizarse más adelante, lo que permitiría reducir aún más la cantidad de energía convencional.

tabla 23: excedente máximo de energía en MW durante diferentes horas del evento extremo

Eólica terrestre máx.	19,954
Eólica marina máx.	44,479
Fotovoltaica máx.	51,394
Total máx.	102,317

fuelle ENERGNAUTICS

eventos a corto plazo

La superred propuesta estaría diseñada de manera que la interrupción de una conexión terrestre (superred terrestre) o la pérdida en un parque eólico de 5.000 MW (superred marina parcialmente desactivada) pueda compensarse por las otras interconexiones de la superred (N-1). Esto significa que en una situación tal no se interrumpiría la distribución eléctrica.

Además de la seguridad (N-1), la superred seguiría funcionando durante un evento extremo descrito en las secciones anteriores que puede ocurrir sólo una vez cada 40 años. Una situación con un evento extremo y una interrupción de una interconexión es algo muy improbable.

4.6 propuesta de superred

Los escenarios modelados en este informe conducen a una propuesta de refuerzo de las interconexiones de redes europeas existentes (HVAC) y a la creación de una superred de HDVC que transporta la electricidad directamente desde la fuente hasta los centros de población, sin tener que transportarse por las redes existentes.

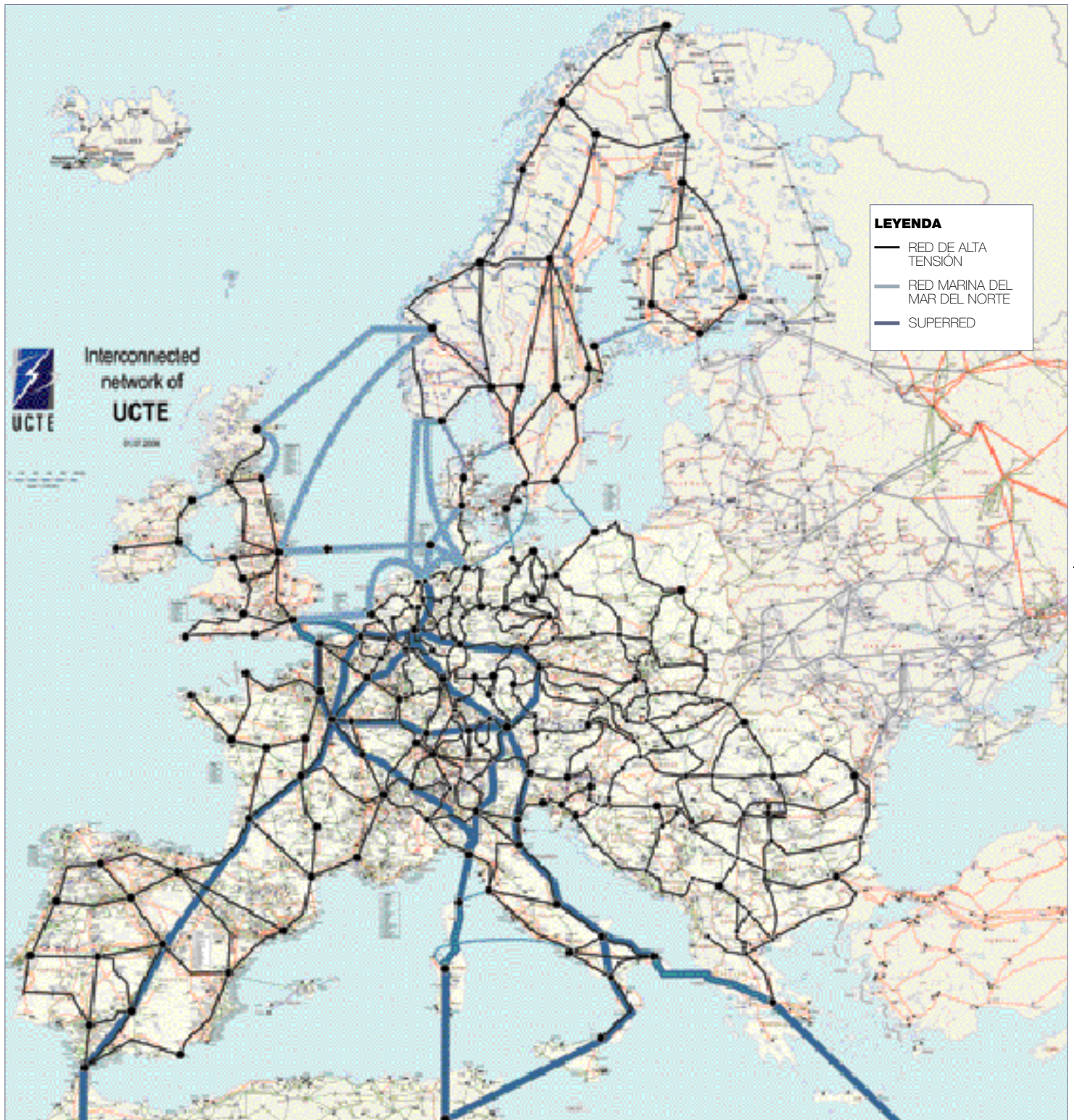
Son interconexiones que deben reforzarse las de España y Francia, Italia y Francia, Rumania y Polonia, Suecia y Polonia, e Irlanda y Gran Bretaña (figura 45). En el apartado 4.7 se ofrece una lista completa y sus costes.



La superred es una red HVDC situada en Centroeuropa con conexiones a fuentes en el norte de África (energía solar de concentración) y Escandinavia (Hidráulica). En la figura siguiente se observa la superred propuesta, que incluye la red marina del Mar del Norte

Norte propuesta por Greenpeace en un estudio previo.⁴² En la siguiente sección se proporciona una lista completa de nuevas conexiones HDVC y sus costes.

figura 48: mapa de la superred propuesta



fuelle UCTE, NORDEL ENERGYNAUTICS

referencias
42 [HTTP://WWW.GREENPEACE.DE/FILEADMIN/GPD/USER_UPLOAD/THEMEN/ENERGIE/OFFSHOREWINDGRID_FINAL.PDF](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/offshorewindgrid_final.pdf)

4.7 estimación de los costes

En la siguiente tabla se enumeran las interconexiones que deben reforzarse (ver también la figura 42) y se ofrece un resumen de la capacidad adicional y la distancia necesarias, así como de los costes estimados.

Los costes totales del refuerzo de las interconexiones se estima en unos 3.000 millones de euros (+/-10%).

tabla 24: refuerzo de las interconexiones HVAC

	CAPACIDAD AÑADIDA/MW	DISTANCIA/KM
Austria – República Checa	3,400	131
Bélgica – Holanda	1,700	100
República Checa - Polonia	1,700	118
Francia – España (1)	5,100	450
Francia – España (2)	3,400	312
Alemania – Holanda	1,700	93
Interior de República Checa	1,700	125
Interior de Francia (1)	3,400	237
Interior de Francia (2)	3,400	250
Interior de Francia (3)	1,700	175
Interior de Francia (4)	3,400	325
Interior de Italia (1)	1,700	250
Interior de Italia (2)	5,100	531
Interior de Italia (3)	1,700	250
Interior de Rumania	1,700	250
Interior de Eslovaquia	1,700	93
Italia – Francia	5,100	260
Italia - Suiza	1,700	218
Noruega - Suecia	1,700	218
Noruega- Finlandia	500	562
Rumania – Ucrania	1,700	106
Eslovaquia - Polonia	1,700	125
Eslovaquia - Ucrania	1,700	75
Suiza – Francia	1,700	93
	58,300	5,347

fuelle ENERGYNAUTICS

En la tabla siguiente se ofrece un resumen de la capacidad adicional necesaria y las distancias de la red marina del Mar del Norte más algunas conexiones HVDC seleccionadas (tabla 23). Los costes totales se estiman en unos 16.000 millones de euros, una cifra que coincide con el estudio de la red marina del escenario de [R]E realizado por Greenpeace.

Los costes totales de las conexiones HVDC nuevas o reforzadas son de unos 15.900 millones de € (+/- 10%).

tabla 25: conexiones HVDC nuevas o reforzadas

	CAPACIDAD AÑADIDA/MW	DISTANCIA/KM
Bélgica - Francia	1,000	200
Bélgica - Gran Bretaña	1,000	250
Bélgica – Holanda	1,500	125
Dinamarca – Alemania	2,500	200
Interconector Este Oeste	500	250
Gran Bretaña – Alemania	3,500	375
Gran Bretaña – Noruega (1)	3,000	675
Gran Bretaña – Noruega (2)	3,000	875
Alemania – Noruega	1,000	550
Alemania – Holanda	1,500	325
Interior de Gran Bretaña (1)	1,000	200
Interior de Gran Bretaña (2)	3,500	125
Interior de Alemania (1)	1,000	250
Interior de Alemania (2)	1,000	225
Interior de Alemania (3)	600	125
Interconector Moyle	760	125
SwePol	1,200	250
	27,560	5,125

fuelle ENERGYNAUTICS



Más adelante se ofrece la capacidad y las distancias de la superred europea junto con los costes estimados. Los costes se calculan para la HVDC VSC (llamada también HVDC light o HVDC plus). Esta tecnología es ligeramente más cara pero tiene una gran ventaja: puede contribuir a la estabilidad del sistema proporcionando energía reactiva a la red HVAC y es más adecuada para una red HVDC. Pero se necesita aún una investigación más exhaustiva para determinar los costes reales para la red necesaria, especialmente la disponibilidad de la capacidad de almacenamiento en Europa, por ejemplo, de vehículos eléctricos. Un mayor potencial de optimización del mix energético puede reducir de manera importante los costes de expansión de la red y podría reducir los enlaces necesarios entre el norte de África y Europa. Sería necesario un estudio de optimización para analizar si sería conveniente invertir más en capacidad de almacenamiento adicional o en conexiones HVDC adicionales.

Sin una mayor optimización, la capacidad de transporte máxima desde el norte de África a Europa Central es de 55 GW, una cifra ligeramente inferior a los 60 GW mencionados en el escenario de la [R]evolución Energética. Durante el evento extremo se utilizó un máximo de 35 GW de energía ESTC de África. Parte del excedente de producción debe dedicarse a compensar las posibles pérdidas en las líneas y los convertidores. Parte de la potencia instalada no funcionará a potencia nominal, ya que hay que descontar los tiempos dedicados a operaciones de mantenimiento y los tiempos de cielos cubiertos. Puede realizarse una estimación de la potencia instalada necesaria de ESTC evaluando la seguridad N-1: Contamos con tres interconexiones HVDC de importancia (España, Italia, Grecia) y tres zonas de producción de gran volumen (Marruecos, Túnez, Egipto).

- Hasta 15 nuevas conexiones 'superred' HVDC.
- En Europa: hasta 11 conexiones con un total de hasta 6000 km a un coste aproximado de 100.000 millones de euros.
- Entre Europa y África: la capacidad de las interconexiones requeridas depende en gran medida de la cantidad de electricidad ESTC importada y de la disponibilidad de la capacidad de almacenamiento en Europa. Sin una mayor optimización y capacidad de almacenamiento, 4 conexiones HVDC con una longitud total de 5.500 a 6.000 km a un coste aproximado de 90.000 millones de euros o 5.225 millones por año hasta 2050. Asumiendo el nivel de consumo eléctrico del escenario de la [R]evolución Energética de Greenpeace supondría un coste aproximado de 0,15 c/ kWh en 40 años.

Es probable que estos costes sean los máximos de las inversiones necesarias. Con un proceso de optimización con un ligero cambio del mix energético total y/o el uso de más capacidad de almacenamiento, puede reducirse la necesidad de expansión de la red.

4.8 bibliografía

- 1 Informe [R]evolución Energética 2009, http://www.energyblueprint.info/fileadmin/media/documents/energy_revolution2009.pdf
- 2 Informe MED-CSP, http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/MED-CSP_Full_report_final.pdf
- 3 Trade-Wind: Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power, http://www.tradewind.eu/fileadmin/documents/publications/Final_Report.pdf
- 4 Datos de NCEP-2 Reanalysis proporcionados por NOAA/OAR/ESRL PSD, Boulder, Colorado, USA, <http://www.cdc.noaa.gov>
- 5 Datos de radiación solar proporcionados por S@tel-Light, <http://www.satellight.com>
- 6 Potencial de biomasa en Europa, <http://dataservice.eea.europa.eu/atlas/viewdata/viewpub.asp?id=2132>
- 7 : ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity, <https://www.etsovista.org>
- 8 Zhou, Bialek 'Approximation Model of European Interconnected System as a Benchmark System to Study Effects of Cross-Border Trades', IEEE Transactions on Power Systems, Mayo 2005
- 9 Comisión Europea: Eurostat - Población, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/population/introduction>
- 10 Operational Security, http://www.entsoe.eu/_library/publications/ce/oh/Policy3_final.pdf
- 11 energy [r]evolution: a north sea electricity grid report, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/offshorewindgrid_final.pdf
- 12 Energía eólica para combatir el cambio climático – Cómo integrar la energía eólica en el sistema eléctrico, publicado por Energinet.dk, el TSO danés, <http://www.energinet.dk/NR/rdonlyres/3097FD4E-F82A-43D0-BBD9-8BF07C349474/0/Windpowermagazine.pdf>
- 13 Wind Power in Power Systems, Editor: Thomas Ackermann, Wiley & Sons, 2005. <http://www.windpowerinpowersystems.info>

apéndice

GLOBAL

DEFINICIONES
PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

NUEVAS FUNCIONES DE CONTROL DE
AEROGENERADORES
GESTIÓN DE LA DEMANDA

RESUMEN DE LAS NUEVAS OPCIONES
DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

5

“el mayor potencial para el control de la demanda está en las actividades de calefacción o de refrigeración de los hogares y de la industria.”

GREENPEACE INTERNACIONAL
CAMPAÑA DE CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA



apéndice 1: definiciones

Control y operación del sistema eléctrico: generalmente control significa mantener el ajuste instantáneo en un sistema eléctrico, manteniendo el equilibrio del sistema. Generalmente la operación consiste en un conjunto de acciones a corto plazo tomadas por el equipo del sistema eléctrico destinadas a reducir las perturbaciones internas y externas que afectan al punto operativo deseado. Ejemplos: un regulador de tensión realiza una acción de control ajustando la tensión de salida para que la tensión del terminal pueda igualarse al valor deseado, en respuesta a una desviación en el terminal de un generador síncrono. Un aspecto operativo típico del sistema eléctrico sería cambiar deliberadamente el valor de consigna de un generador.

La calidad de la energía eléctrica es una medida de cómo se comporta el suministro disponible con las instalaciones conectadas. Se mide en general por oscilaciones armónicas, fluctuaciones de tensión, frecuencia de distribución, subidas de tensión o picos, huecos de tensión o interrupciones.

La fiabilidad del sistema eléctrico tiene dos componentes, continuidad y seguridad. La continuidad es la capacidad del sistema para suministrar la electricidad necesaria a los clientes en todo momento, teniendo en cuenta los apagones previstos e imprevistos de las instalaciones. La seguridad es la capacidad del sistema para soportar perturbaciones repentinas tales como cortocircuitos o pérdidas no anticipadas de las instalaciones del sistema. La fiabilidad se mide generalmente en términos de duración y frecuencia de apagones importantes sufridos en un año.

La seguridad de suministro es similar a la fiabilidad del sistema y consiste generalmente en los dos mismos aspectos: la seguridad operativa del sistema eléctrico, es decir, garantizar una operación diaria segura, y la seguridad de suministro a largo plazo, que pretende garantizar en todo momento una generación adecuada

y capacidad de transmisión a largo plazo.

Los servicios complementarios mantienen el equilibrio físico y protegen en todo momento la calidad de la electricidad en el sistema eléctrico. Hay tres categorías de servicios complementarios:

Servicios complementarios para el control de la frecuencia (FCAS) que mantienen la frecuencia del sistema eléctrico, equilibrando el suministro y la demanda.

Reservas de operación normal, que son un tipo de FCAS utilizadas para mantener la normalidad operacional en todo momento. Usadas, por ejemplo, para equilibrar las diferencias entre la producción de energía eólica prevista y la producción real. Las reservas de operación normal deben operar a su capacidad máxima después de 15 a 30 minutos de un fallo.

Las reservas ante perturbaciones operacionales, son un tipo de servicio FCAS utilizado en situaciones de emergencia para restaurar el sistema eléctrico a un estado de operación seguro dentro de un tiempo razonable tras una perturbación, como el disparo de una línea o una central eléctrica. La cantidad de reservas ante perturbaciones operacionales se basa en las previsiones de fallo más pesimistas, por ejemplo, el fallo de una de las mayores unidades de producción. Generalmente las reservas ante perturbaciones operacionales están rodando en todo momento para que puedan estar disponibles inmediatamente después de una perturbación del sistema.

Los servicios complementarios para el control de la red (NCAS) se refieren a aspectos de calidad de la distribución en lugar de a la frecuencia, por ejemplo, el control de la tensión. La mayor parte del NCAS es un servicio que sólo puede suministrarse localmente. En sistemas de distribución, este servicio se realiza generalmente con equipo específico, como el control de la tensión con un transformador especial o bancos de capacidad, ya que la generación local y los clientes locales a menudo no pueden realizar este servicio. Actualmente en los sistemas de transmisión las grandes centrales eléctricas convencionales realizan el NCAS.

Servicios complementarios para la reposición del sistema (SRAS), se relacionan con la reposición del sistema o la nueva puesta en marcha tras apagones de importancia. Actualmente se utilizan principalmente centrales eléctricas convencionales de gran tamaño para realizar el SRAS.

apéndice 2: procedimientos de operación

La relación de los operadores de sistemas de transmisión y/o los operadores de redes de distribución con sus clientes (generadores, consumidores, etc.) se recoge en diferentes procedimientos de operación. Los objetivos de los procedimientos de operación son asegurar una generación eléctrica eficiente y fiable, su distribución y transmisión, y regular derechos y responsabilidades de las entidades activas en el sector de la electricidad.

Los procedimientos de operación para generadores incluyen comúnmente:

- Control de las velocidades de rampa, es decir, los generadores no deben sufrir incrementos o disminuciones demasiado rápidos;
- Soporte de la restauración de la frecuencia en caso de desequilibrio en el sistema entre la demanda y la distribución;
- Cumplimiento con algunas normas de calidad de la energía eléctrica, por ejemplo, mantener unos niveles de tensión determinados;
- Soporte de control de la tensión para mantener la tensión dentro de estándares predefinidos;
- Conexión ininterrumpida al sistema eléctrico en caso de fallo (soporte dinámico de red).

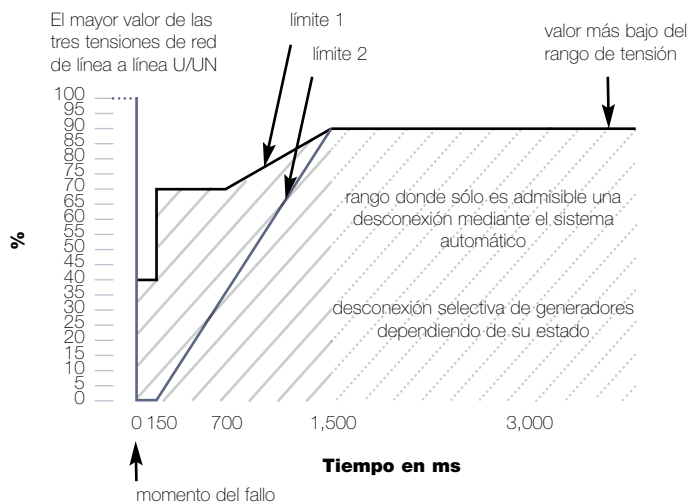
Para los parques eólicos, durante los últimos cinco años se introdujeron esos requisitos en la mayoría de los países y, en la actualidad, los nuevos parques eólicos pueden cumplir fácilmente con estos requisitos. Un elemento clave de cumplimiento con algunos de los requisitos de los procedimientos de operación son las nuevas funciones de control abordadas en el apéndice 3.

Uno de los asuntos claves relacionados con las instalaciones de energía eólica y los procedimientos de operación es el requisito de soporte de huecos de tensión. El soporte de huecos de tensión es la capacidad de un generador para seguir conectado a la red aunque se den caídas cortas de tensión de manera que una vez reparado el fallo (que normalmente se realiza en menos de 400 milisegundos) el parque eólico puede reanudar el servicio. Existen requisitos similares en la mayoría de los países para las centrales convencionales. Este requisito es extremadamente importante para sistemas eléctricos con altas cuotas de energía eólica, ya que un pequeño fallo en el sistema eléctrico que provoque una caída de tensión a nivel regional podría provocar la desconexión de todos los aerogeneradores de una zona de gran tamaño.

En la figura siguiente se observa el requisito de soporte de huecos de tensión para la red de alta tensión alemana, que básicamente conlleva:

- Una caída de tensión debida a la presencia de perturbaciones en la red, que en profundidad y duración se encuentra por encima del límite 1 (figura 49) no debe provocar una desconexión del aerogenerador de la red.
- En caso de una caída de tensión, localizada entre el límite 1 y el límite 2, se permite una desconexión breve de la red por acuerdo con el operador de la red.
- Por debajo del límite 2 se permite siempre una breve desconexión del aerogenerador de la red.

figura 49: requisitos de soporte de huecos de tensión para aerogeneradores para la red de alta tensión alemana




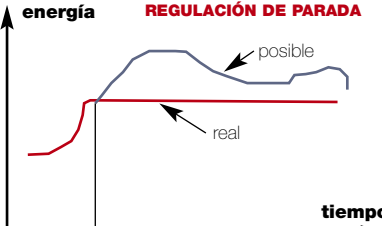
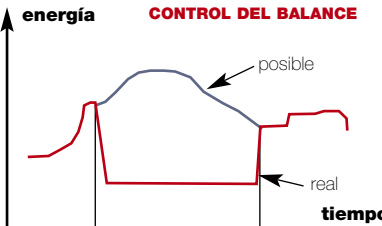
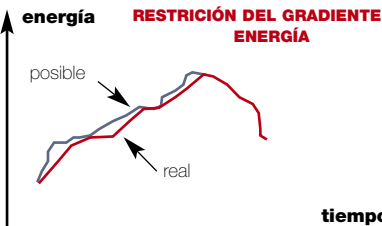
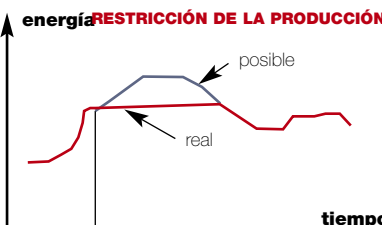
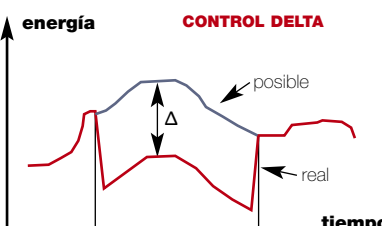
fuerce CÓDIGO DE TRANSMISIÓN 2007, REGLAS DE LA RED Y DEL SISTEMA DE LOS OPERADORES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ALEMÁN, VDN, AGOSTO DE 2007

apéndice 3: nuevas funciones de control de aerogeneradores

Las nuevas funciones de control de los aerogeneradores significan que éstos pueden operar con una determinada capacidad de reserva constante en relación con su capacidad de producción de electricidad momentáneamente posible. La ventaja de este tipo de control es que se dispone de capacidad de reserva que puede utilizarse muy rápidamente para regular al alza para así proporcionar una acción de equilibrio o de control de frecuencia (ver también la figura 50 en la página siguiente). Utilizando control de velocidad de paso, la energía eólica se convierte en una de las fuentes de generación de regulación más rápidas del mercado. Como ejemplo, el parque eólico marítimo de Horns Rev de 160 MW (Dinamarca) puede acelerar su producción de una producción 0 a 160 MW en unos 8 segundos, asumiendo unas condiciones suficientes de viento. Estas velocidades de aceleración son similares, si no más rápidas, a la mayoría de las centrales térmicas de gas convencionales.

La ventaja de este enfoque es que los parques eólicos logran características técnicas similares a las centrales eléctricas convencionales. Y el inconveniente es una menor eficiencia porque sólo puede lograrse una regulación al alza si se produce un aumento de la velocidad del viento antes de la situación de aceleración.

figura 50: nuevos esquemas de control de aerogeneradores

TIPO DE CONTROL	OBJETIVO	OBJETIVO DE CONTROL PRIMARIO
Protección de sistemas	Función de protección que podrá realizar una regulación a la baja automática de la producción eléctrica a un nivel aceptable para la red. Debe actuar rápido para así evitar el colapso del sistema.	
Control de la frecuencia	Todas las unidades de producción contribuirán al control de la frecuencia.	Control automático de la producción eléctrica basado en la medición de la frecuencia para restablecer la frecuencia homologada.
Control de parada	El parque eólico mantendrá la producción en el nivel actual si se produce un aumento de la velocidad del viento.	
Control del balance	La producción eléctrica se ajustará a la baja o al alza en etapas a niveles constantes.	
Tasa de producción	Establece a qué velocidad puede ajustarse la producción eléctrica a la baja o al alza.	
Límite de producción absoluto	Limita el nivel máximo de producción en el PCC para evitar la sobrecarga del sistema.	
Control Delta	El parque eólico operará con una determinada capacidad de reserva constante en relación con su capacidad de producción eléctrica momentánea posible.	

fuelle INFORME ECOGRID WP4, PÁGINA 219, [HTTP://WWW.ENERGINET.DK/NR/RDONLYRES/B57A4B4A-AC10-41C4-AB31-AFA55634FD31/0/WP4REPORTMEASURES_2009.PDF](http://www.energinet.dk/NR/RDONLYRES/B57A4B4A-AC10-41C4-AB31-AFA55634FD31/0/WP4REPORTMEASURES_2009.PDF).

apéndice 4: gestión de la demanda

La gestión de la demanda de energía (GDE) conlleva un control activo de la demanda por parte de la compañía eléctrica, incluyendo los clientes, para poder influir en cuánta electricidad se usa y cuándo. La GDE generalmente no incluye cargas interrumpibles utilizadas, por ejemplo, en una situación de emergencia para el ajuste del sistema. La GDE se mueve generalmente por razones económicas y no es controlada por el operador del sistema ni por el gestor de la red de transporte.

La GDE puede ser utilizada por clientes industriales y residenciales. El objetivo principal es dotar de una mayor flexibilidad al consumo con el fin de reaccionar mejor a las acciones del sistema eléctrico. La GDE puede ayudar a equilibrar el sistema eléctrico, por ejemplo en caso de errores de previsión en la generación de energía renovable variable, pero también ofreciendo servicios complementarios como reserva rodante (conectar y desconectar aparatos eléctricos es la forma más rápida de equilibrar el sistema eléctrico en caso de una desviación de la frecuencia).

El mayor potencial de control de la demanda se encuentra en las actividades de calentamiento y refrigeración en los hogares y la industria. De hecho, los aparatos pueden operarse como dispositivos de almacenamiento térmico a corto plazo. Por ejemplo, un congelador o una instalación de almacenamiento industrial de gran volumen pueden refrigerarse varios grados más durante la mañana para evitar su funcionamiento durante las horas de menor disponibilidad de fuentes de energía renovables variables (que provocaría unos precios de la electricidad elevados en un sistema eléctrico de mercado).

En cuanto a la calefacción o refrigeración de hogares, existe una cierta flexibilidad en las operaciones, siempre que la temperatura y la humedad de la sala permanezcan dentro de unos límites de confort para el ser humano. Por ejemplo, las unidades de aire acondicionado de un edificio pueden coordinarse de forma que se reduzca la demanda total de un edificio durante determinadas horas. Estos dos ejemplos se basarían en una unidad de control central que ajustara los sistemas de calefacción y refrigeración en consecuencia, dependiendo de las condiciones de la red. No todos los aparatos domésticos y de oficinas pueden ser operados en función de la disponibilidad de los recursos de energía renovable, pero aún así el potencial es muy alto.

En la tabla 26 se presenta un resumen del consumo eléctrico en el ámbito residencial en Estados Unidos, Japón y Alemania, y la cuota de dicho consumo que podría controlarse. Podría controlarse entre el 28,5% y el 55% de la capacidad instalada, lo que representa entre un 7,6% y un 19,2% del consumo total. La enorme diferencia entre países se debe a diferentes efectos locales. Por ejemplo, en Japón la calefacción eléctrica no es tan corriente como en Estados Unidos o en Alemania. Mientras que en EEUU la calefacción eléctrica puede usarse también durante las horas pico, Alemania utiliza principalmente sistemas de calentamiento de acumulación nocturna que no pueden así ser utilizados para desplazar la carga para reducir la demanda pico.

tabla 26: resumen del potencial de consumo de electricidad residencial

	EE UU	JAPÓN	ALEMANIA
Cuota residencial del consumo total de electricidad	35% (1,124 TWh)	26.9% (252 TWh)	26.7% (130 TWh)
No controlable:^a	Porcentaje de consumo residencial:		
Kotatsu eléctrico*	-	3.8%	-
Cocina	3%	3.1%	7.9%
Aspiradora	-	2.6%	3%
Tapas de inodoros térmicas	-	3.8%	-
Electrónica	-	2.9%	-
TV, audio, vídeo, PC	11%	1.9%	-
Televisión	-	-	5.9%
Iluminación	3%	9.4%	-
Ventiladores de hornos	9%	15.5%	7.1%
Motores	2%	-	-
Ventiladores	9%	-	-
Otros	-	11.9%	20%
Suma No controlable:	37%	54.9%	44.2%
Controlable limitado:^b	Porcentaje de consumo residencial:		
Calentador de agua de cocina	-	-	2.7%
Lavadora	1%	1%	3.6%
Secadora	6%	2.5%	2.4%
Lavavajillas	1%	0.9%	2.8%
Calefacción eléctrica nocturna	-	-	14.8%
Suma Control limitado:	8%	4.4%	26.3%
Controlable^c	Porcentaje de consumo residencial:		
Frigorífico	11%	17.2%	8.1%
Congelador	3%	-	8.8%
Calentador de agua para baño	-	-	8.8%
Calentamiento de agua	10%	-	-
Aire acondicionado	13%	23.5%	-
Calefacción eléctrica	18%	-	2.8%
Suma controlable:	55%	40.7%	28.5%
Suma control en % del consumo total	19.2%	10.9%	7.6%
Controlable más carga controlable limitada en % del consumo total	22%	12.1%	14.6%

notas

a. LO MÁS PROBABLE ES QUE LOS CONSUMIDORES NO ACEPTEN NINGÚN CONTROL DE LA DEMANDA PARA ESTOS ELECTRODOMÉSTICOS.

b. LOS CONSUMIDORES ACEPTARÁN EN ALGUNAS OCASIONES UN CONTROL DE LA DEMANDA PARA ESTOS ELECTRODOMÉSTICOS.

c. LOS CONSUMIDORES ACEPTARÁN EL CONTROL DE LA DEMANDA PARA ESTOS ELECTRODOMÉSTICOS SI LA INTERRUPCIÓN QUEDA DENTRO DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO.

*. MESA JAPONESA CON BRASERO ELÉCTRICO

fuentes DISTRIBUTED RESOURCES IN A REREGULATED MARKET ENVIRONMENT, TESIS DOCTORAL, T. ACKERMANN, INSTITUTO REAL DE TECNOLOGÍA, ESTOCOLMO, SUECIA 2004.

imagen HELIOSTATOS DE LA CENTRAL SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN PS10 DE SANLÚCAR LA MAYOR (SEVILLA, ESPAÑA).



apéndice 5: resumen de nuevas opciones de almacenamiento de energía eléctrica

Entre las tecnologías disponibles para el almacenamiento de energía eléctrica, resulta crítica la relación entre la potencia pico y la energía. En la figura 51 se observan los tipos de dispositivos de almacenamiento energético disponibles, y su volumen de energía típico indicado por el tiempo que tarda en llenarse completamente el dispositivo de almacenamiento vacío, además de las potencias típicas. Para baterías de flujo, el volumen de energía puede diseñarse independientemente de la capacidad eléctrica, pero por razones económicas, el tiempo típico se limita a un máximo de un día. En la tabla 27 se ofrece una comparación más detallada de tecnología de almacenamiento incluyendo niveles de coste actuales. Con una implantación más extendida de la tecnología de almacenamiento veremos una caída importante de los costes.

En la figura 51 se observa también que el almacenamiento de energía eléctrica será adecuado únicamente para equilibrar la generación variable para un día más o menos, es decir, "moviendo" el excedente de energía eólica generada durante una tormenta a un día sin viento. Pero las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica enumeradas aquí no podrán almacenar el excedente de energía eólica generado durante el invierno para compensar los largos periodos de ausencia de viento del verano.

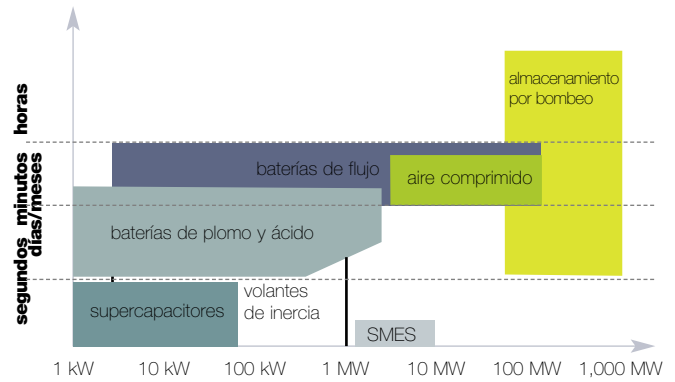
Actualmente este almacenamiento solo es posible utilizando un gran número de presas hidráulicas con una importante capacidad de almacenamiento hidráulico. Por ejemplo, el sistema hidráulico escandinavo puede almacenar suficiente agua para cubrir la demanda total de electricidad del país de seis meses. Pero esto requiere importantes cambios en el nivel de agua de los embalses. En algunos casos la diferencia entre un embalse lleno y vacío podría suponer hasta 15 metros, lo que provocaría graves problemas medioambientales.

tabla 27: breve comparación de diferentes tecnologías de almacenamiento

TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	CAPACIDAD DE POTENCIA (MW)	CAPACIDAD ENERGÉTICA (MWh)	EFICIENCIA ELÉCTRICA	COSTE ENERGÉTICO (€/KWH/AÑO)	COSTE DE POTENCIA (€/KWH/AÑO)
Volante de inercia	< 10	< 250	80+	77	0.88
Aire comprimido	5 - 400	2,600,000+	55 - 75	1.5-3	34.16
Batería convencional	4	40,000	75 - 85	24-117	73 - 351
Batería de flujo Redox	0.005 - 500	400,000	65 - 75	9.4-12.5	70 - 144
Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES)	2	< 5	95	3x10 ₅	47
Supercapacitores	< 20	< 5	85 - 98	570	4.8
Hidrógeno	0.2 - 4	n/a	75 - 80	6.8	128

fuentes INFORME ECOGRID PHASE 1 WP4, DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.ENERGINET.DK/NR/RDONLYRES/B57A4B4A-AC10-41C4-AB31-AFA55634FD31/0/WP4REPORTMEASURES_2009.PDF](http://www.energinet.dk/nr/rdonlyres/B57A4B4A-AC10-41C4-AB31-AFA55634FD31/0/WP4REPORTMEASURES_2009.PDF), PÁGINA 20

figura 51: resumen del rango de operación de diferentes tecnologías de almacenamiento energético. SMES = almacenamiento de energía magnética por superconducción



fuentes ECOGRID PHASE 1 WP4 REPORT, DISPONIBLE EN: [HTTP://WWW.ENERGINET.DK/NR/RDONLYRES/B57A4B4A-AC10-41C4-AB31-AFA55634FD31/0/WP4REPORTMEASURES_2009.PDF](http://www.energinet.dk/nr/rdonlyres/B57A4B4A-AC10-41C4-AB31-AFA55634FD31/0/WP4REPORTMEASURES_2009.PDF), PÁGINA 16

la nòieulove[r] scitèprene

GREENPEACE

Greenpeace es una organización internacional que utiliza la acción directa no violenta para exponer las amenazas más cruciales para la biodiversidad y el medio ambiente del planeta. Greenpeace es una organización independiente sin ánimo de lucro, presente en 40 países de Europa, América, Asia, Pacífico y África, que habla en nombre de casi 3 millones de socios en todo el mundo e inspira a muchos millones a tomar parte activa cada día. Para mantener su independencia, Greenpeace no acepta subvenciones de gobiernos ni de empresas, financiándose exclusivamente con las cuotas de sus socios y subvenciones de fundaciones.

Greenpeace hace campaña contra la degradación medioambiental desde 1971, cuando un grupo de periodistas y voluntarios se embarcaron en una pequeña embarcación rumbo a Amchitka, una zona del oeste de Alaska donde el Gobierno estadounidense estaba realizando pruebas nucleares. Esta tradición de "testimonio" de manera no violenta continúa hoy día, y las embarcaciones siguen siendo una parte importante de todas sus campañas.

Greenpeace International

Ottho Heldringstraat 5, 1066 AZ Amsterdam, Holanda
t +31 20 718 2000 f +31 20 514 8151
sven.teske@greenpeace.org
www.greenpeace.org



EREC

Consejo Europeo de Energías Renovables - [EREC]

Creado el 13 de abril de 2000, el Consejo Europeo de Energías Renovables (EREC) es la organización que aglutina a la industria, asociaciones de investigación y comercio europeas de la energía renovable, en los sectores de la bioenergía, geotérmica, oceánica, minihidráulica, solar eléctrica, solar térmica y eólica. El EREC registra una facturación de 40.000 millones de euros y proporciona empleo a unas 350.000 personas.

El EREC está compuesto por las siguientes federaciones y asociaciones sin ánimo de lucro: AEBIOM (Asociación Europea de Biomasa); eBIO (Asociación Europea del Bioetanol); EGEN (Consejo Europeo de Energía Geotérmica); EPIA (Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica); ESHA (Asociación Europea de Energía Minihidráulica); ESTIF (Federación Europea de la Industria Solar Térmica); EUBIA (Asociación Europea de la Industria de Biomasa); EWEA (Asociación Europea de la Energía Eólica); EUREC Agency (Asociación Europea de Centros de Investigación de Energías Renovables); EREF (Federación Europea de Energías Renovables); EU-OEA (Asociación Europea de Energía Oceánica); ESTELA (Asociación Europea de la Energía Solar Termoeléctrica) y Miembro Asociado: EBB (Junta Europea de Biodiésel)

EREC Consejo Europeo de Energías Renovables

Renewable Energy House, 63-67 rue d'Arion,
B-1040 Bruselas, Bélgica
t +32 2 546 1933 f +32 2 546 1934
erec@erec.org www.erec.org