

ATRAPADOS EN EL PASADO

POR QUÉ LAS GRANDES
COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS
EUROPEAS TEMEN EL CAMBIO



GREENPEACE

Contenido

Resumen ejecutivo	3
1. Introducción	5
2. Un entorno cambiante	6
3. Los “dinosaurios” siguen dominando, por ahora	8
4. Falta de adaptación	9
4.1. Exceso de inversión en activos obsoletos fósiles	9
4.2. Dejando pasar la revolución de las renovables	17
4.3. Desaprovechando la ventaja inicial de servir a los prosumidores	20
4.4. Los enormes gastos de capital crecen desde la crisis	21
5. Consecuencias nefastas	23
5.1. El “valle de lágrimas”	23
5.2. Las eléctricas con más negocio de generación fósil vulnerable	27
6. La reacción de las eléctricas	29
6.1. Reacciones tradicionales: lobby y recorte de costes	29
6.2. Posibles elementos de nuevos modelos de negocio eléctrico	31
7. Recomendaciones de Greenpeace a los Gobiernos	33
8. Apéndice. Producción de las 10 mayores eléctricas de la UE y cuota de renovables en 2012	35

Escrito por Gyorgy Dallos, Febrero 2014

Foto de portada Planta de lignito en Schwarze Pumpe (Vattenfall Europe), en la region de Lausitz en Alemania (estado federal de Brandenburg). © Paul Langrock /Greenpeace

Diseño Egon Tobias

Publicado por Greenpeace Alemania
Hongkongstraße 10
20457 Hamburg
040 306180
www.greenpeace.de

Edición en Castellano

Coordinación de publicación: Marina Bevacqua

Traducción : OpenDoor traducciones.

Maquetación: www.puntoycoma@puntoycoma.org

Agradecimientos

Nos gustaría agradecer a las siguientes personas que han contribuido a la creación de este informe. Si nos hemos olvidado de cualquier persona, ellos saben que nuestra gratitud se extiende también a ellos: Franziska Achterberg, Helen Babs, Andrée Boehling, Marcos Breddy, José Luis García Ortega, Lucie Jakešová, Damian Kahya, Albert ten Kate, Brian Kenety.

Aviso Legal

Este documento y la información contenida en él, no son consejos de inversión. El propósito de este informe es poner de relieve los riesgos que plantea el modelo de negocio de algunas empresas eléctricas para que los gobiernos y otros inversores puedan tener una mejor comprensión de estos riesgos.

RESUMEN EJECUTIVO

Las grandes empresas eléctricas siguen dominando, de momento

Las 10 mayores empresas eléctricas producen más de la mitad de la electricidad de Europa. A pesar de la crisis financiera y de los importantes cambios experimentados en los mercados de la energía de Europa, los ingresos de estas empresas crecieron más del doble entre 2002 y 2012 y sus ganancias aumentaron notablemente. Hasta hace poco, también mostraban un mejor comportamiento que sus análogas en EE. UU.

Pero después de décadas de crecimiento y rentabilidad, los últimos años han impactado de forma sustancial en sus ganancias. Es irónico que sea el negocio de la generación de energía -tradicionalmente, una mina de oro- el que las está hundiendo. Desde 2008 han perdido la mitad de su valor de mercado de 1 billón de euros¹ y parecen incapaces de volver a escena, a diferencia de la gran mayoría del resto de las industrias². Este deficiente comportamiento también ha dañado a algunos de sus mayores accionistas: los gobiernos europeos.

Un entorno en rápido cambio

Las grandes compañías eléctricas han protagonizado recientemente un pobre espectáculo en lo que se refiere a su adaptación tanto a las políticas gubernamentales como a los acontecimientos del mercado exterior. Durante muchos años, estas compañías han afrontado cambios de políticas, incluyendo la desregularización del mercado, el abandono progresivo de la energía nuclear, el apoyo a las energías renovables y regulaciones más estrictas relacionadas con la contaminación del aire y las emisiones de CO2. También se han venido enfrentando a una reducción de la demanda, a cambios en el mercado del gas y el carbón y a la aparición de una generación viable de energía renovable a través de particulares y a nivel local (generación distribuida).

Parece que aferrarse a su viejo modelo de negocio no está funcionando. Por ejemplo, con la aparición de la generación distribuida, se enfrentan a una reducción constante de las ventas de electricidad y de los precios de ésta, mientras que sus costes siguen en aumento. Al tiempo que las centrales térmicas y nucleares de las grandes compañías eléctricas resultan más caras y las alternativas más baratas, los consumidores más perspicaces están buscando la manera de reducir su dependencia del suministro de energía por parte de las compañías eléctricas. Para resistir, las eléctricas están intentando desconectar sus crecientes costes de la cantidad de electricidad que venden, aumentando aún más la ventaja del coste de las renovables y otras alternativas. Las renovables, con costes marginales cero, han ayudado a bajar los precios mayoristas, que alcanzaron en 2013 el mínimo de los últimos 8 años.

Si esto se suma a la menor demanda de electricidad y al exceso de capacidad en producción de electricidad, el resultado son unas

compañías eléctricas con ganancias menores y calificaciones crediticias inferiores, que hacen más difícil el acceso a la financiación. La mayor parte de las empresas eléctricas han visto rebajada su calificación crediticia y han visto crecer el rendimiento de sus bonos. Como consecuencia, los beneficios de las compañías eléctricas están cayendo, el precio de sus acciones tiene un mal comportamiento y sus provisiones de negocio se van oscureciendo. Por ejemplo, Enel ganó más de 3.000 M€ a través de sus negocios de generación y venta cada año entre 2005 y 2010, pero cayó a 1.300 M€ en 2012. Los beneficios de E.ON por generación de energía habían caído dos tercios en los primeros nueve meses de 2013, comparado con el mismo periodo del año anterior. La depreciación de las compañías eléctricas creció en más de 10.000 M€ al año en 2012, siendo los peores resultados para E.ON, EdF y Vattenfall, seguidas de Enel, RWE y GdF Suez.

Sin embargo, no todas se ven afectadas de la misma manera. Son especialmente vulnerables aquellas que poseen carteras menos diversificadas y más altas cuotas de ganancias por generación en la UE dentro del EBITDA total (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, por sus siglas en inglés). Actualmente, las más golpeadas son aquellas con más centrales de gas, pero el carbón tampoco es una apuesta segura en el futuro cercano. El abandono progresivo de la energía nuclear ha afectado a las cuatro grandes alemanas (RWE, E.ON, EnBW y Vattenfall), mientras que las empresas que siguen operando centrales nucleares están siendo azotadas por las inversiones en seguridad y los costes crecientes de la nuclear.

Falta de adaptación

Las grandes compañías eléctricas europeas han tenido un largo periodo de gracia para prepararse ante los desafíos que afrontan. La desregularización del mercado comenzó a principios de los años noventa, cuando el crecimiento de la demanda empezaba a disminuir, y en los últimos 5 años ha caído notablemente. Alemania tomó la decisión de abandonar la energía nuclear de forma progresiva en el año 2000. Las regulaciones sobre la contaminación del aire y los sistemas de apoyo a las energías renovables habían comenzado incluso antes. Ahora que se suman muchos de esos cambios, aún más agravados por los altos precios del gas y la larga crisis financiera, ha quedado claro que las grandes compañías eléctricas no están suficientemente preparadas para adaptarse.

Han invertido enormes cantidades en la última década, incluso han duplicado sus gastos de capital tras la crisis financiera, pero en vez de utilizar estos recursos para financiar un cambio real de modelo de negocio, han hecho lo contrario: han invertido en exceso en potencia procedente de combustibles fósiles, perdiendo, por lo tanto, la oportunidad de acumular participaciones de control en renovables.

A pesar de que la demanda se frenó y después cayó, y a pesar del exceso de potencia, las compañías eléctricas han añadido alrededor de 85 gigavatios (GW) de combustible fósil a sus carteras europeas durante la última década. Ahora están aumentando en, al menos, 20 GW más, aunque durante la década de los 2000 el pico

¹ THE ECONOMIST: EUROPEAN UTILITIES: HOW TO LOSE HALF A TRILLION EUROS. EUROPE'S ELECTRICITY PROVIDERS FACE AN EXISTENTIAL THREAT. 12 DE OCTUBRE DE 2013 [HTTP://ECON.ST/1CYVEV](http://econ.st/1CYVEV)

² AQUÍ PUEDE VERSE EL DECEPCIONANTE RENDIMIENTO DEL ÍNDICE STOXX EUROPE 600 DE LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS [HTTP://WWW.STOXX.COM/INDICES/INDEX_INFORMATION.HTML?SYMBOL= SX6P](http://www.stoxx.com/indices/index_information.html?symbol= SX6P)

de demanda de la UE (UE-27) realmente descendió. De hecho, los analistas dicen que el exceso de capacidad de las centrales térmicas (basadas en combustibles fósiles y energía nuclear) es tan alta que las compañías eléctricas europeas tienen que apagar unos 50 GW de su potencia total procedente de combustibles fósiles para el año 2017 si quieren mantener sus ya disminuidos niveles de beneficios de 2012.

En Europa, las 10 principales empresas de electricidad solo producen un 4% de su electricidad a partir de renovables no-hidráulicas, pero a menudo consiguen en el EBITDA anual entre 1.000 y 2.000 M€, especialmente de la eólica. Las cuatro grandes alemanas dominan la producción con alrededor del 70% de cuota de mercado, pero controlan solo el 5-6% de la potencia eólica y solar del país. Sin embargo, J. P. Morgan calculó que el valor del negocio de E.ON en renovables es mucho mayor que en su negocio de generación convencional.

Apagar fuegos a corto plazo no sustituye la falta de adaptabilidad energética

Ahora, frente a las consecuencias de sus erróneas decisiones en cuanto a asignación de activos, las eléctricas están echando mano de los remedios habituales, incluyendo una intensa labor de lobby a favor de subvencionar los combustibles fósiles (como los cánones de capacidad) y contra las renovables (como los “peajes de respaldo” solar³); recortes en los costes y despidos masivos, programas de desinversión y últimamente recortes en los gastos del capital. Estos movimientos, incluso aunque tuvieran éxito, no asegurarían la viabilidad de estas empresas a largo plazo. Es inevitable una reorientación estratégica.

La historia demuestra que un lobby agresivo tiende a ofrecer buenos resultados para las compañías de electricidad, pero a costa de los consumidores, las comunidades y las empresas que invirtieron en valores renovables. Además, el éxito del lobby anti-renovables puede dañar a las mismas eléctricas: Se estima que Iberdrola, E.ON y Enel han hecho un total de entre 4.000 y 5.000 M€ en el EBITDA (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones) anual gracias a sus negocios de renovables. Los cambios en la ley española para limitar los beneficios de los activos de las renovables existentes también golpeará a Iberdrola de forma significativa.

Comienzan a surgir mejores reacciones estratégicas

No todas las compañías eléctricas han reaccionado de la misma forma. Algunas compañías más pequeñas han respondido rápida y positivamente a los cambios en las políticas y en los mercados. Por ejemplo, Dong Energy y EDP han desarrollado unas carteras más equilibradas que incluyen un mayor porcentaje de renovables y sus activos están dando más beneficios que los de las térmicas.

Algunas eléctricas han comenzado a reconsiderar su adaptabilidad incrementando la flexibilidad de sus carteras de generación de energía. Entre otras medidas, están creando carteras de renovables, ofreciendo servicios innovadores para los recientemente surgidos productores/consumidores de energía privados (también llamados “prosumidores”) y están empezando a invertir en capacidad de almacenamiento.

Responsabilidades de los Gobiernos

Los Gobiernos han de enviar a las compañías eléctricas señales claras e inequívocas que las dirijan hacia nuevos modelos de negocio, económica y ambientalmente sostenibles, coherentes con las políticas acordadas en materia de energía, cambio climático, contaminación del aire, seguridad nuclear y otras áreas relevantes. Los Gobiernos no deberían ofrecerles mecanismos de alivio temporal o subvenciones insostenibles para los combustibles fósiles o la energía nuclear que debiliten la reorientación estratégica de las compañías eléctricas. Los Gobiernos deberían, además, aprender a no depender casi en exclusiva de un puñado de compañías cuando millones de europeos se están convirtiendo en prosumidores.

³ DE ACUERDO CON EL NUEVO BORRADOR NORMATIVO ESPAÑOL, LAS PERSONAS QUE PRODUCEN SU PROPIA ENERGÍA TIENEN QUE PAGAR UN PEAJE DE RESPALDO SIMPLEMENTE PARA MANTENERSE CONECTADAS A LA RED.

I. INTRODUCCIÓN

Las 10 mayores compañías eléctricas de Europa han visto cómo el entorno de sus negocios está cambiando de forma crucial desde mediados de los años noventa. Estos cambios han sido impulsados en gran medida por las políticas de la Unión Europea (UE), como es la legislación sobre desregularización, contaminación del aire, renovables y cambio climático. Algunos países, como Alemania y Bélgica, también han decidido abandonar progresivamente la generación de energía nuclear. Entre los cambios externos clave también se encuentran las significativas mejoras en las tecnologías de las renovables, el boom del gas de esquisto de los Estados Unidos y la crisis económica y financiera. Otra tendencia subyacente fundamental es el freno en el crecimiento de la demanda, que ya comenzó en los años noventa y que desde 2008 ha caído rápidamente.

Estos cambios empezaron siendo lentos, pero al sumarse se han acelerado, se han hecho más profundos y han tenido consecuencias sustanciales. Una adaptación real se ha convertido en un deber para las compañías eléctricas de la UE. Como Reuters dice: *“Cada nuevo panel solar que se instala en un tejado europeo, erosiona el modelo centralizado de producción de las compañías eléctricas. Salvo que se reinventen pronto, esas gigantes corren el riesgo de convertirse en los dinosaurios del mercado de la energía.”*¹

Las grandes eléctricas han tenido muchos años para prepararse y adaptarse a estos cambios. Sin embargo, en general, han combatido para revertir los cambios a través de un agresivo lobby. Lo que hasta ahora han llamado “adaptación” ha consistido en utilizar su dominio del mercado para consolidar el control, recortar en costes, diversificar y aumentar en exceso su potencia. Las compañías eléctricas han aspirado a mantener sus modelos de negocio inflexibles, basados en la generación de energía fósil y nuclear a gran escala y de forma centralizada, pero no han sabido dar un giro sensato. Incluso hoy, la energía renovable, por ejemplo, representa solo una fracción de sus negocios de generación de energía.

Este resumen muestra que, al no adaptarse de forma real a las condiciones cambiantes, las compañías eléctricas habrán sido los artífices de su propia desaparición. Al tiempo que los desafíos que las rodean se han convertido en casi abrumadores, las grandes eléctricas no tienen más alternativa que una reorientación estratégica real. Los Gobiernos europeos –a menudo grandes accionistas de estas compañías– tienen la responsabilidad de guiar a las compañías eléctricas hacia nuevos modelos de negocio sostenibles económica y ambientalmente.

¹ G. DE CLERCO: ANALYSIS: RENEWABLES TURN UTILITIES INTO DINOSAURS OF THE ENERGY WORLD, REUTERS, 8 MARCH 2013: [HTTP://REUT.RS/19YKRBBZ](http://reut.rs/19YKRBBZ)

2. UN ENTORNO CAMBIANTE

Tras muchas décadas de rápido crecimiento de la demanda y de estructuras monopolistas, en los años noventa surgieron cambios sustanciales en los mercados de la electricidad. Dichos cambios comenzaron lentamente, ofreciendo un amplio plazo a las eléctricas para prepararse, pero éstas en general utilizaron ese largo periodo de gracia para resistir el cambio en vez de adaptarse a él.

Dos décadas de cambios sumados en un cambio de paradigma

Los mercados europeos de la electricidad han evolucionado notablemente a lo largo de casi dos décadas. Los cambios que han transformado el paradigma del sector de la electricidad incluyen: el freno en la demanda, la aparición de renovables de coste marginal entre bajo y cero, un cambio desde una producción centralizada de energía a una producción distribuida, la desregularización del mercado y el abandono progresivo de la energía nuclear. En las primeras fases esos cambios eran graduales, pero recientemente se han acelerado, lo que ha hecho que la previsibilidad del mercado sea menor (con cambios rápidos y radicales en las políticas que incluso han reducido la regulación).

Sumados, estos cambios individuales se refuerzan entre sí. Por ejemplo, mientras las eléctricas han tenido éxito al constreñir la competencia, las tecnologías renovables se han desarrollado hasta un punto en el que ayudan a intensificar la competencia al reducir las barreras de entrada al mercado a millones de pequeños productores y trayendo al mercado una potencia con costes marginales entre bajos y cero. Lo contrario también es evidente: desagregar el negocio ayuda a crear condiciones más favorables para la aparición de nuevos agentes renovables a gran escala.

Reducción de la demanda

El pico de demanda y la demanda total de electricidad en la Unión Europea comenzaron a reducirse en la década de los noventa y han estado cayendo desde 2007 (con la excepción de 2009). La demanda total en la UE-27 cayó alrededor de un 2,5% entre 2007 y 2012¹. La demanda también declinó en varios grandes mercados nacionales: un 7,5% en el Reino Unido, un 4,3% en Italia, un 3,4% en España y un 3,2% en Alemania². En los primeros 11 meses de 2013, la demanda cayó por encima del 2,6% en España y del 3,5% en Italia (donde Enel, el mayor productor de electricidad del país, informó de una caída incluso mayor en su informe de los nueve primeros meses³); en los primeros nueve meses de 2013, la demanda en Alemania cayó un 1,1%⁴.

En algunos de los principales mercados, incluyendo el alemán y el británico, se espera que la demanda baje aún más. Esta es incluso la previsión del grupo de lobby industrial Eurelectric⁵. Mientras tanto,

el descenso registrado en la demanda ha sido acompañado por un notable aumento de la potencia instalada tanto en renovables como en fósiles, lo que resulta en un exceso de capacidad importante en varios países. Europa cuenta hoy con una capacidad de generación instalada que duplica la que se necesitaría para cubrir un pico de demanda.

Los márgenes de reserva también son suficientes en toda la UE, y no hay ninguna indicación sólida de que los sistemas vayan a experimentar estrés, incluso a medio plazo, para cubrir un posible pico de demanda general⁶. Los bajos precios de contado y mayoristas de futuro en toda Europa (con Italia como anomalía) también lo confirman. ENTSO-E⁷ ha estimado una capacidad adicional de más de 100 GW para satisfacer la demanda y reservas para el invierno 2013/14. En la mayoría de los mercados, el reto real está en gestionar el exceso de potencia y producción (como en Italia y España).⁸

Desregularización, renovables, abandono progresivo de la energía nuclear: las decisiones políticas impulsan muchos cambios en los mercados de electricidad

La desregularización del mercado en Europa comenzó alrededor de 1990, primero en Reino Unido y en los países nórdicos, y alcanzó un punto de inflexión importante con la Directiva sobre el Mercado de la Electricidad de 1996. La agenda de liberalización de la UE ha fomentado la competencia, ha introducido nuevos participantes en el mercado y ha incrementado el comercio transfronterizo de la electricidad.

Al tiempo que la electricidad procedente de energías renovables comenzaba a hacer su aparición (con algunos programas nacionales de incentivos que se remontan a la década de 1980), la UE también introdujo políticas que promocionaban dichas tecnologías y mitigaban el impacto de la generación de electricidad en Europa sobre el clima. En 2008, la UE adoptó el paquete sobre clima y energía, incluyendo una Directiva revisada sobre Energía Renovable cuya aspiración era llegar a un 20% de cuota de renovables en el consumo final de energía para el año 2020. Consecuentemente los países de la UE pusieron en marcha medidas de apoyo para la generación de energía renovable. A través de dichas medidas, respaldadas por un amplio apoyo público, la potencia eólica de la UE creció desde alrededor de 1 GW a mediados de 1993 hasta aproximadamente 117 GW en 2013⁹. La potencia de la solar fotovoltaica pasó de 2 GW en 2005 a más de 70 GW en 2012¹⁰.

Además, algunos países también anunciaron su decisión de abandonar la energía nuclear de forma progresiva. En Alemania, la generación de energía nuclear debería haberse detenido para enero

¹ LA DEMANDA BAJÓ DE 3.161 TWH EN 2007 A 3.082 TWH EN 2012. EURELECTRIC. [HTTP://WWW.EURELECTRIC.ORG/POWERSTATS2013/](http://www.eurelectric.org/powerstats2013/)

² EURELECTRIC: ESTADÍSTICAS Y TENDENCIAS DE LA ENERGÍA 2013 Y EDICIONES ANTERIORES. [HTTP://WWW.EURELECTRIC.ORG/POWERSTATS2013/](http://www.eurelectric.org/powerstats2013/)

³ ENEL: RESULTADOS DE 9M EN 2013, 7 DE NOVIEMBRE 2013 [HTTP://BIT.LY/1D4CE90](http://bit.ly/1D4CE90)

⁴ PLATTS: POWER IN EUROPE, DIFERENTES NÚMEROS ENTRE OCTUBRE DE 2013 Y ENERO DE 2014.

⁵ EURELECTRIC "REPRESENTA LOS INTERESES COMUNES DE LA INDUSTRIA DE LA ELECTRICIDAD A NIVEL PANEUROPEO":

[HTTP://WWW.EURELECTRIC.ORG/ABOUT-US/OUR-MEMBERS/](http://www.eurelectric.org/about-us/our-members/)

⁶ INVESTEC: EUROPEAN POWER UTILITIES: SECTOR REVIEW, 21 ENERO 2013.

⁷ ENTSO-E: THE EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY: [HTTPS://WWW.ENTSOE.EU/](https://www.entsoe.eu/)

⁸ PLATTS: 100 GW ADICIONALES ESTE INVIERNO: ENTSO-E, POWER IN EUROPE, NÚMERO 665, 9 DICIEMBRE 2013.

⁹ ASOCIACIÓN EUROPEA DE ENERGÍA EÓLICA WIND IN POWER, 2013 EUROPEAN STATISTICS, FEBRERO 2014: [HTTP://BIT.LY/1GPKYWM](http://bit.ly/1GPKYWM)

¹⁰ ASOCIACIÓN EUROPEA DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA: GLOBAL MARKET OUTLOOK FOR PHOTOVOLTAICS 2013-2017 [HTTP://BIT.LY/1DMEHPI](http://bit.ly/1DMEHPI)

de 2023 y en Bélgica para septiembre de 2025. En Francia, donde la nuclear es la principal fuente de energía, el Gobierno ha anunciado una profunda reducción de la cuota nuclear en la generación nacional de energía, pasando del 75% actual (la más alta del mundo) al 50%.

Sin embargo, las sólidas señales políticas enviadas se debilitaron durante la crisis económica y en varios países, como España, Italia, Alemania y Reino Unido, el apoyo a las renovables se redujo notablemente. Un cambio en la generación de energía en Estados Unidos, del carbón al gas, llevó a una bajada del precio del carbón en Europa, mientras que la UE no conseguía mantener el precio del carbono en el Sistema de Comercio de Emisiones (ETS, por sus siglas en inglés), lo que redujo aún más los incentivos de las compañías de electricidad para pasar de contaminar a generar energía limpia.

Resistiendo la desregularización y culpando a las renovables emergentes

Durante las dos últimas décadas, las grandes compañías eléctricas europeas se han centrado en frenar el proceso de desregularización y han hecho todo el lobby posible para evitar tener que separar las redes monopolistas de sus negocios de generación y comercialización. Hasta ahora, las eléctricas han tenido éxito en mantener bajas las tasas de cambio de proveedor de sus clientes y, en muchos casos, también en evitar una separación efectiva y realmente justa, y en no facilitar el acceso a terceros a sus redes, a pesar de los paquetes adicionales reguladores de la UE de 2003 y 2009. La mayor parte de las grandes eléctricas podrían mantenerse integradas y, en algunos países como Polonia, podrían incluso reintegrarse tras algunos pasos dados hacia la separación.

Desde el principio, las grandes eléctricas europeas han culpado a la energía renovable y han hecho lobby contra cualquier sistema de apoyo para las tecnologías renovables emergentes. Resulta hipócrita

que hayan peleado contra las subvenciones a las renovables, cuando aún dependen de las subvenciones a la nuclear, incluso 50 años después desde que los primeros reactores comenzaran a funcionar. Durante mucho tiempo, las grandes compañías eléctricas europeas no invirtieron recursos sustanciales en el desarrollo de sus propios negocios renovables, salvo Iberdrola, que adoptó un enfoque más equilibrado, pero cínico: A pesar de llegar a ser el mayor propietario de energía eólica del mundo, durante años ha liderado la campaña de desprestigio contra las renovables en España, en particular contra la energía solar, y ahora parece estar destruyendo con éxito los miles de millones invertidos en solar, a menudo de sus clientes, pero también los suyos propios en el caso de la eólica (ver tabla en 3.2.).

Falta de adaptación

Las grandes eléctricas han tenido muchos años para prepararse y adaptarse a estos cambios. Por el contrario, lo que han hecho principalmente es luchar contra ellos.

Los ejemplos de las industrias de las telecomunicaciones y el transporte aéreo en los años 70 también ofrecen lecciones útiles para las eléctricas, como se comparte en un informe¹¹ del Edison Electric Institute,¹² una asociación estadounidense de compañías eléctricas. Ambas son industrias intensivas en capital, que experimentaron cambios muy significativos en su entorno en muy pocos años tras la desregularización y los cambios tecnológicos. En la industria del transporte aéreo, todas las principales aerolíneas de Estados Unidos se declararon en quiebra tras la desregularización de 1978. No hay nada de la industria de las telecomunicaciones de 1978 que sea reconocible hoy día.

¹¹ P. KIND: DISRUPTIVE CHALLENGES: FINANCIAL IMPLICATIONS AND STRATEGIC RESPONSES TO A CHANGING RETAIL ELECTRIC BUSINESS, EDISON ELECTRIC INSTITUTE, ENERO 2013.

¹² EDISON ELECTRIC INSTITUTE: [HTTP://WWW.EEI.ORG/PAGES/DEFAULT.ASPX](http://www.eei.org/pages/default.aspx)

3. LOS "DINOSAURIOS" SIGUEN DOMINANDO, POR AHORA

Hasta hace poco, y a pesar de la crisis financiera y los enormes cambios de los mercados de la electricidad en Europa, las mayores compañías eléctricas han podido mantener su dominio del mercado, aumentar su tamaño y, hasta 2012, incluso mejorar sus resultados. De 2002 a 2012, sus ingresos crecieron notablemente; su EBITDA¹³ y sus Flujos de Caja Operativos casi se duplicaron.

Tamaño

Las 10 mayores eléctricas dominan los mercados de la electricidad en la UE y la mayoría de los mercados individuales nacionales. Producen más de la mitad del total de la energía de Europa¹⁴.

Las principales eléctricas de la UE tienen mayores cuotas de mercado que las principales eléctricas de Estados Unidos, y, en general, son más grandes (en capital de mercado, ventas, activos, número de empleados, etc). Por ejemplo, la mayor compañía eléctrica de EE. UU. tiene unos ingresos similares a los de la novena o décima mayor eléctrica europea (en dólares). Mientras que al menos seis eléctricas europeas tienen más de 100.000 millones de dólares en activos en sus libros, en Estados Unidos solo Duke Energy alcanza dicha cifra (ver Bloomberg Utility Leaderboard¹⁵).

¹³ EBITDA = BENEFICIO ANTES DE INTERESES, IMPUESTOS, DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES
¹⁴ SOLO LA PRODUCCIÓN DE LA EMPRESA DENTRO DE LA UE, BASADO EN INFORMES DE LA COMPAÑÍA, PACKS DE ANALISTAS, HERRAMIENTAS DE DATOS, ETC. LAS CIFRAS PARA LA PRODUCCIÓN TOTAL DENTRO DE LA UE DERIVAN DE: COMISIÓN EUROPEA,

EUROSTAT, "ELECTRICITY PRODUCTION AND SUPPLY STATISTICS, EXCEL-SHEET": HTTP://BITLY/119Y7QM
¹⁵ BLOOMBERG INDUSTRY LEADERBOARD: UTILITIES. UTILITIES. HTTP://BLOOM.BG/1GTASP4, ACCESSED IN DECEMBER 2013

Tabla 1: Cuota de generación de energía de las 10 eléctricas más grandes de Europa.

Cuota de generación de energía en la UE en 2012	EdF	RWE	E.ON	Enel	GdF Suez	Vattenfall	Iberdrola	CEZ	EnBW	PGE	Otras
	20,0%	7,4%	6,2%	5,9%	5,4%	5,3%	2,5%	2,2%	1,9%	1,9%	41,3%

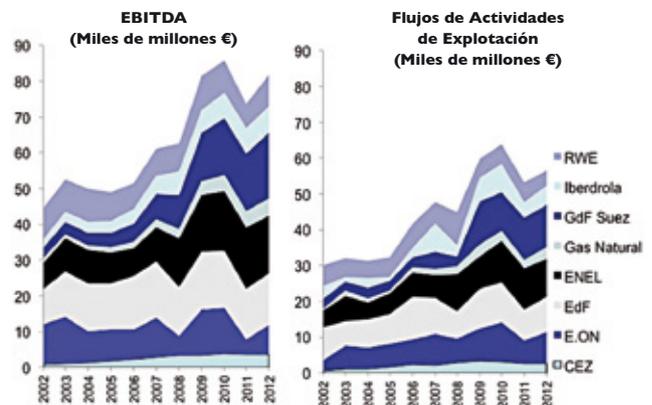
Ingresos

En términos de crecimiento de ventas, las eléctricas europeas superan de largo a las estadounidenses. Según Bloomberg, todas las grandes compañías eléctricas europeas aumentaron sus ingresos durante los últimos 12 meses, mientras que seis de las 10 mayores compañías estadounidenses los redujeron. Las ocho principales eléctricas europeas tuvieron un crecimiento en los ingresos también durante toda la última década. La suma de sus ingresos (en 2002, de 270.000 M€) crecieron con dinamismo hasta 2008 (532.000 M€), y – tras un pequeño bache en 2009– incluso hasta los 698.000 M€ en 2012¹⁶. Cada uno de estos gigantes vio crecer sus ingresos en parte como consecuencia de la integración de sus negocios adquiridos, pero la mayoría de las actividades de fusión y adquisición (M&A por sus siglas en inglés) ocurrieron en la primera parte de la pasada década¹⁷.

El Flujo de Efectivo de sus Operaciones creció desde un nivel típico de 30.000 M€ hace diez años hasta 50.000 M€ en 2008-2012. EdF, E.ON, GdF Suez, RWE, Enel, Iberdrola, Gas Natural y CEZ, todas ellas han visto cómo durante la pasada década tanto sus Flujos de Caja Operativos como sus EBITDA crecían¹⁸.

La siguiente gráfica muestra el notable aumento del EBITDA y de los Flujos de Caja Operativos, incluso después de la crisis financiera.

Figura 1: Eléctricas europeas con fuertes EBITDA y flujo de caja operativo



FUENTE: BLOOMBERG PROFESSIONAL/BLOOMBERG INDUSTRIES/ UTILITIES

Beneficios

Las eléctricas europeas generaron unos beneficios significativos hasta 2012. Hace una década el EBITDA anual para las ocho mayores eléctricas de la UE se situaba entorno a 50.000 M€ al año, y por encima de los 80.000 M€ desde 2007. Según Bloomberg Leaderboard, incluso recientemente estaban a la par con las grandes eléctricas de los EE. UU. en términos de rendimiento de activos y rentabilidad del capital invertido, y su rendimiento se comportaba mejor.

¹⁶ BLOOMBERG PROFESSIONAL. BLOOMBERG INDUSTRIES – UTILITIES – POWER GENERATION EUROPE (BI EGENE) - PROFITABILITY, CONSULTADO EN ENERO 2014.
¹⁷ LA MAYOR OLA DE ADQUISICIONES SE PRODUJO ENTRE 2000 Y 2007, POR EJEMPLO, EDF ADQUIRIÓ ENBW, VIVENDI ENERGY, LONDON ELECTRICITY, EOS, ETC; E.ON POWERGEN, RUHRGAS, ZCE, SYDRAFT, HEINGAS, ETC; RWE ADQUIRIÓ SE, THYSSENGAS, INNOGY, THAMES WATER; VEV Y MUCHAS OTRAS. LAS TRANSACCIONES MÁS IMPORTANTES DESDE 2008 INCLUYEN LA ADQUISICIÓN ESE AÑO DE LA BRITISH ENERGY POR EDF; LA ADQUISICIÓN DE NUON POR VATTENFALL Y DE ESSENT POR RWE EN 2009, Y EN 2011 SE PRODUJO LA ADQUISICIÓN DE INTERNATIONAL POWER POR GDF SUEZ.

¹⁸ BLOOMBERG PROFESSIONAL. BLOOMBERG INDUSTRIES – UTILITIES – POWER GENERATION EUROPE (BI EGENE) - PROFITABILITY, CONSULTADO EN DICIEMBRE 2013.

4. FALTA DE ADAPTACIÓN

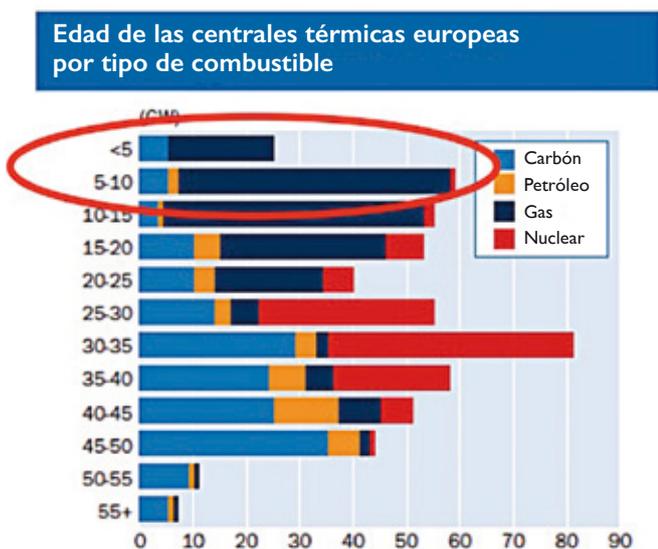
Unas finanzas favorables y un fácil acceso a financiación sedujeron a las eléctricas bajo un falso sentido de seguridad. No han sido capaces de utilizar las dos últimas décadas para prepararse para el cambio que se producía en sus principales mercados. De hecho, han puesto las cosas peor al aumentar de forma masiva la potencia adicional de carbón y gas, dejando en manos de otras el control de la mayor parte de los 200 GW de potencia que Europa tiene hoy en energía solar y eólica.

4.1. EXCESO DE INVERSIÓN EN ACTIVOS OBSOLETOS FÓSILES

Gran crecimiento de potencia durante la última década

Según Platts (véase el gráfico de más abajo), la potencia fósil creció en alrededor de 85 GW en Europa durante los últimos 10 años (2003-2013)¹. Además, en mayo de 2013, Platts estimó que solo en Europa Occidental estaba aumentando en 8,7 GW la potencia en térmicas de gas y 11,9 GW en térmicas de carbón, junto con 19 GW de otro tipo de energías, en su mayor parte renovables, mientras que también se permitía instalar una notable potencia adicional².

Figura 2: Potencia fósil creció en 85 GW en los últimos 10 años



FUENTE: PLATTS POWERVISION, DICIEMBRE 2013

¹ PLATTS POWER PLANTS DATABASE, CONSULTADO EN DICIEMBRE 2013.
² PLATTS POWER GENERATION TRACKER: WEST EUROPE'S 20 GIGAWATTS NEW CAPACITY, 7 MAYO 2013: HTTP://BIT.LY/1K0BFZE

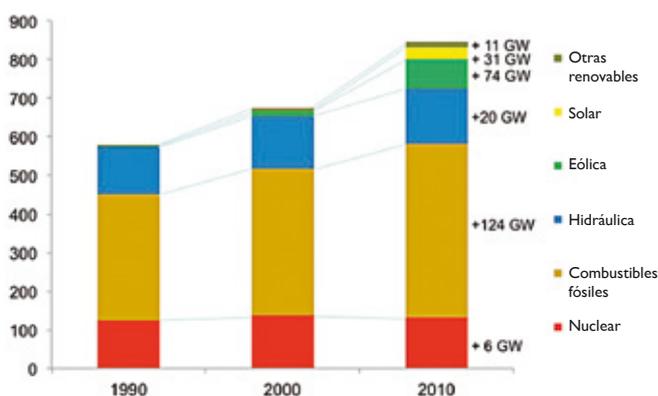
Exceso de potencia, baja demanda

Esta enorme potencia adicional se dio en un mercado caracterizado por: un notable exceso de potencia; una demanda que será más baja en 2020 que en 2010³; un crecimiento significativo de la potencia renovable; normativas más estrictas sobre emisiones⁴; un mercado de derechos de carbono que puede que esté tocando fondo⁵.

Así lo resumió el semanario *The Economist*: "Durante la década de 2000, las eléctricas europeas realizaron un exceso de inversión en potencia de generación a partir de combustibles fósiles, con un aumento del 16% en Europa en general y más aún en determinados países (por ejemplo, hasta el 91% en España). El mercado de la electricidad no creció en esa proporción ni incluso en los buenos tiempos; entonces la crisis financiera golpeó a la demanda. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, la demanda total de energía en Europa descenderá en un 2% entre 2010 y 2015."

Las estadísticas de Eurelectric⁷ muestran que entre 2000 y 2010 el pico de demanda de la UE-27 cayó de 460 GW a 440 GW, mientras que la potencia fósil creció en 69 GW y la potencia renovable, con costes marginales cero o muy bajos, en 98 GW. Como puede verse en el siguiente gráfico, entre 1990 y 2010, un crecimiento en potencia de 124 GW procedió de energía fósil y 116 GW de centrales de energía renovable no-hidráulica.

Figure 3: Capacidad fósil adicional más allá de las renovables (capacidad instalada en GW)



FUENTE: EURELECTIC POWER STATISTICS

³ T. ANDERSEN: GERMAN UTILITIES HAMMERED IN MARKET FAVOURING RENEWABLE. BLOOMBERG, 12 AUGUST 2013. HTTP://BLOOM.BG/11YXIT
⁴ EUROPEAN COMMISSION: INDUSTRIAL EMISSIONS: HTTP://EC.EUROPA.EU/ENVIRONMENT/AIR/POLLUTANTS/STATIONARY/
⁵ "THE COST OF EMITTING CARBON DIOXIDE WILL JUMP TO €7.75 (\$10.54) A METRIC TON BY THE END OF THE YEAR, FROM TODAY'S CLOSE OF €4.65, ACCORDING TO THE MEDIAN OF NINE ANALYST AND TRADER ESTIMATES COMPILED BY BLOOMBERG NEWS." IN E. KRUKOWSKA AND M. CARR: POLLUTION COSTS TO RISE AS EU BACKS MARKET FIX, BLOOMBERG NEWS, 8 JANUARY 2014
⁶ THE ECONOMIST: EUROPEAN UTILITIES: HOW TO LOSE HALF A TRILLION EUROS. EUROPE'S ELECTRICITY PROVIDERS FACE AN EXISTENTIAL THREAT. 12 OCTOBER 2013: HTTP://ECON.ST/1CYNEV
⁷ EUROELECTRIC POWER STATISTICS & TRENDS: HTTP://WWW.EUROELECTRIC.ORG/POWERSTATS2013/

La potencia creció tanto que – según UBS – habría que cerrar centrales por 49 GW de carbón, gas y petróleo para el año 2017 si se quieren mantener los niveles de beneficios de 2012¹ lo que incluye 24 GW de centrales de generación que principalmente tengan un flujo de caja positivo, además de los 7 GW que las eléctricas ya han planeado cerrar y de los 18 GW de cierres que se espera que se anuncien.

Los siguientes cuadros presentan algunos estudios de casos de cinco países (Alemania, Holanda, Italia, España y Polonia) que demuestran la gran potencia que se ha construido recientemente o que se está construyendo a partir del carbón y del gas.

¹ R. MOSISON: UTILITIES NEED TO CLOSE 30% OF EUROPEAN POWER PLANTS, UBS SAYS, BLOOMBERG, 7 MARZO 2013: [HTTP://BLOOM.BG/1AOXPWW](http://bloom.bg/1AOXPWW)

Estudio de caso: Alemania: gran potencia de generación con carbón, nueva y restaurada

El mapa de la página siguiente muestra una selección de centrales de carbón que han sido encargadas o restauradas en Alemania recientemente. En los últimos años, Vattenfall, E.ON, RWE y otras han construido nuevas centrales de carbón de gran tamaño. Además, se han rehabilitado unos 20 bloques de carbón y lignito. Aunque el mapa no es integral, sí que muestra más de 15 GW de capacidad nueva o restaurada, a base de carbón/lignito, creadas durante los últimos seis o siete años, indicando inversiones masivas en activos que pueden devenir obsoletos.

También se han construido importantes capacidades de gas, por ejemplo, Platts informó en octubre de 2013 que había más de 30 grupos de gas en desarrollo, con 9 GW de potencia total¹. La Bundesnetzagentur (autoridad reguladora de la energía en Alemania) indicó que estaba previsto construir 10.9 GW de potencia térmica antes de 2016 y desmantelar 9.9 GW para 2018. Por lo tanto, la potencia térmica aún tendría un incremento neto^{2,3}.

Estas nuevas adiciones de potencia entraron y están entrando en funcionamiento mientras los inversores podrían perder 140.000 M€ al año en solo una central de carbón de 750 MW, según el dueño de la central Lünen de 1.400 M€ que comenzó a operar comercialmente en diciembre de 2013⁴. El Director Ejecutivo de E.ON lo resumió así: *“cuando inviertes en nueva generación, puedes dar por perdida la inversión el primer día”*⁵. Aún así se siguen encargando nuevas centrales, una tras otra, que podrían cerrarse solo unos años después de comenzar a operar⁶, o cuya producción podría retrasarse, como es el caso de la nueva central de gas de ciclo combinado de Statkraft en Hürth⁷.

Las eléctricas presionan activamente para evitar dichas pérdidas masivas y las autoridades ceden a sus demandas. En 2010, E.ON terminó la central de Irsching-5 por 400 M€, pero solo tres años después estaba amenazada de cierre por baja utilización⁸. Al final, E.ON forzó un acuerdo de compensación con la Bundesnetzagentur y TenneT⁹ para mantenerla en funcionamiento por decenas de millones de euros anuales¹⁰. Por ahora, los clientes están compensando a E.ON por una inversión no rentable.

¹ PLATTS: SMALL GAS UNIT PROLIFERATE IN GERMANY, POWER IN EUROPE, NÚMERO 662, 28 OCTUBRE 2013.

² PLATTS: BNA: 1 GW NET ADDS TO 2018, POWER IN EUROPE, ISSUE 663, 11 NOVIEMBRE 2013.

³ BUNDESNETZAGENTUR – BUNDESKARTELLAMT: MONITORINGBERICHT 2013: [HTTP://WWW.BUNDESKARTELLAMT.DE/SHAREDOSCS/PUBLIKATION/DE/BERICHTE/ENERGIE-MONITORING-2013.PDF?__BLOB=PUBLICATIONFILE&V=6](http://www.bundeskartellamt.de/sharedocs/publikation/de/berichte/energie-monitoring-2013.pdf?__blob=publicationfile&v=6)

⁴ FULDAER NACHRICHTEN: ÜWAFÜKOHLEKRAFTWERK LÜNEN RECHNET MIT 140 MILLIONEN EURO VERLUST JAHRLICH, 27 ABRIL 2013: [HTTP://WWW.FULDAER-NACHRICHTEN.DE/?P=108401](http://www.fuldaer-nachrichten.de/?p=108401)

⁵ CONFERENCIA DE ALTO NIVEL DE PARTES INTERESADAS EN LA HOJA DE RUTA DE LA ENERGÍA PARA 2050: [HTTP://BIT.LY/1BIXCSZ](http://bit.ly/1BIXCSZ)

⁶ S. PATEL: EUROPE'S GAS POWER PLANT CARNAGE INTENSIFIES, 22 AGOSTO 2013, POWERMAG: [HTTP://BIT.LY/K000GB](http://bit.ly/k000GB)

⁷ KÖLNER STADT ANZEIGER: NEUES KRAFTWERK PRODUZIERT NOCH NICHT, 13 JUNIO 2013: [HTTP://BIT.LY/1ICA29V](http://bit.ly/1ICA29V)

⁸ T. ANDRESEN AND T. PATEL: EUROPE GAS CARNAGE SHOWN BY E.ON CLOSING 3-YEAR-OLD PLANT, BLOOMBERG, 12 MARZO 2013: [HTTP://BLOOM.BG/1GN2GJB](http://bloom.bg/1GN2GJB)

⁹ TENNET ES EL OPERADOR DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA MAYOR PARTE DE ALEMANIA Y HOLANDA [HTTP://WWW.TENNET.EU/NL/HOME.HTML](http://www.tennet.eu/nl/home.html)

¹⁰ STERN: ENIGUNG VON E.ON UND NETZBETREIBER TENNET: GASKRAFTWERK IRSCHING BLEIBT DOCH AM NETZ, 26 ABRIL 2013: [HTTP://BIT.LY/1LCNZXB](http://bit.ly/1LCNZXB)

Mapa 1: Centrales de carbón construidas (negro) renovadas (naranja) o en construcción en Alemania desde 2007

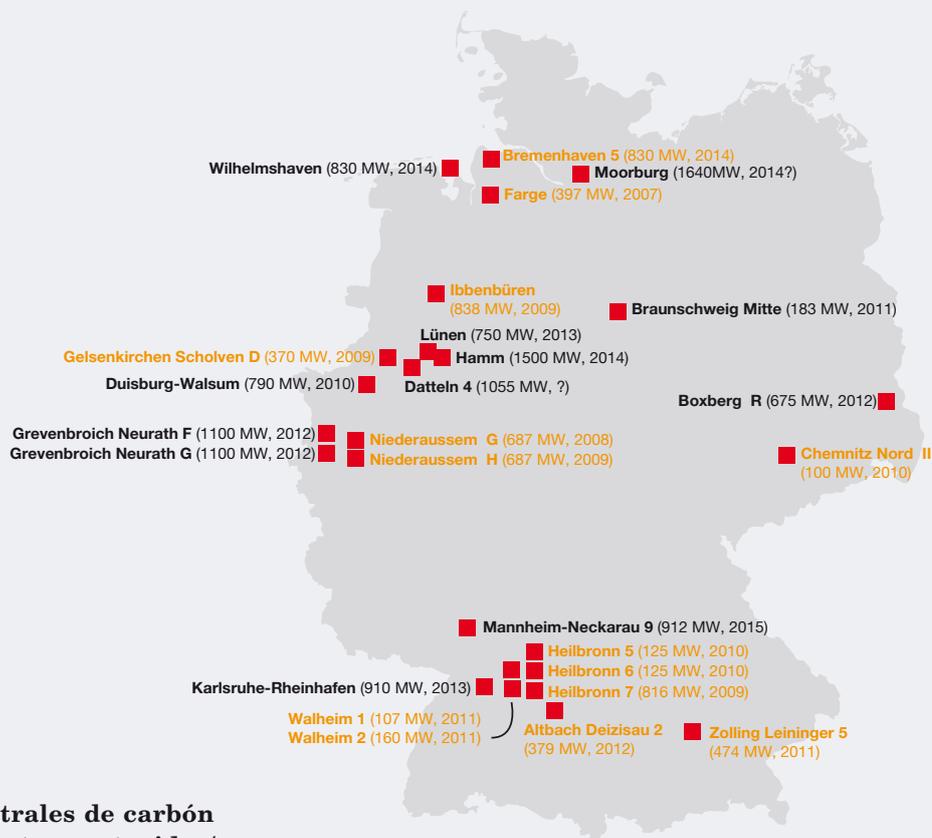


Tabla 2: Centrales de carbón recientemente construidas/ renovadas o en construcción en Alemania desde 2007

Central (ciudad)	Potencia	Propietario	Fecha
Bremen Hafen 5	145 MW	SWB	Rehabilitación: 2007
Bremen Hafen Farge	397 MW	GdF Suez	Rehabilitación: 2007
Niederaußem G&H	2*687 MW	RWE	Rehabilitación: 2008/2009
Ibbenbüren	838 MW	RWE	Rehabilitación: 2009
Gelsenkirchen Scholven D	370 MW	E.ON	Rehabilitación: 2009
Heilbronn 5&6&7	2*125 MW + 816 MW	EnBW	Rehabilitación: 2009/2010
Chemintz Nord II	100 MW	Eins Energie	Rehabilitación: 2010
Walheim 1 & 2	107 MW + 160 MW	EnBW	Rehabilitación: 2011
Zolling Leninger 5	474 MW	GdF Suez	Rehabilitación: 2011
Altbach Deizisau 2	379 MW	EnBW	Rehabilitación: 2012
Boxberg R	675 MW	Vattenfall	Encargo: 2012
Neurath BoA 2&3	2*1100 MW	RWE	Encargo: 2012
Westfalen D&E (Hamm-Uentrop)	2*800 MW	RWE + kommunale Partner	Encargo: 2013/2014
Walsum 10 (Duisburg)	790 MW	Evonik Steag, EVN	Encargo: 2013
Lünen	750 MW	Trianel	Encargo: 2013
RDK 8 (Karlsruhe-Rheinhafen)	912 MW	EnBW	Encargo: 2013
Datteln 4	1100 MW	E.ON	Encargo: 2014
Wilhelmshaven	800 MW	GdF Suez-BkW FMB	Encargo: 2014
Moorburg 1&2 (Hamburg)	2*820 MW	Vattenfall	Encargo: 2014
Mannheim GKM9 (Mannheim-Neckarau)	900 MW	GKM	Encargo: 2015

Estudio de caso: Holanda: más de 10 GW en nuevas centrales de carbón y gas desde 2009

La fiebre de la construcción de centrales térmicas también alcanzó a Holanda: RWE, Vattenfall, GdF Suez, E.ON, EdF, Eneco y otros han terminado, o están terminando, al menos 10 GW de potencia de gas y carbón desde 2009. RWE (con 3 GW) y Vattenfall (con 2 GW) aportan la mayor parte. Ambas continúan con sus grandes proyectos de generación, después de adquirir empresas eléctricas locales, Essent y Nuon en 2009 (por 8.100 M€¹ y 10.300 M€²,

respectivamente). RWE y Vattenfall ya han reconocido miles de millones de pérdida de valor en estas dos transacciones.

De acuerdo con PwC³, se espera alcanzar una potencia total (incluyendo la eólica y las conexiones con países vecinos) de 55 GW en 2020, mientras que el pico de demanda en Holanda se estima que estará justo por encima de los 20 GW ese año. Incluso corregida con los factores de carga inferiores de la energía eólica, la potencia total aún llegaría a los 47 GW.

¹ RWE, NOTA DE PRENSA "ESSENT AND RWE COMPLETE TRANSACTION", <HTTP://BIT.LY/JHPXBK>, SEPTIEMBRE 2009. RWE, "REPORT ON THE FIRST THREE QUARTERS OF 2011", <HTTP://BIT.LY/1JXIPAA>, PÁGINA 47.

² NUON, NOTA DE PRENSA, "NUON AND VATTENFALL JOIN FORCES TO CREATE A LEADING EUROPEAN ENERGY COMPANY", <HTTP://BIT.LY/197EMZH>, FEBRERO 2009.

³ PRICEWATERHOUSECOOPERS, INFORME "ENERGIE-NEDERLAND, FINANCIAL AND ECONOMIC IMPACT OF A CHANGING ENERGY MARKET", <HTTP://BIT.LY/1JPB7KM>, MARZO 2013.

Mapa 2: Encargo de nuevas centrales de carbón (negro) y gas (azul) en Holanda durante los últimos 5 años

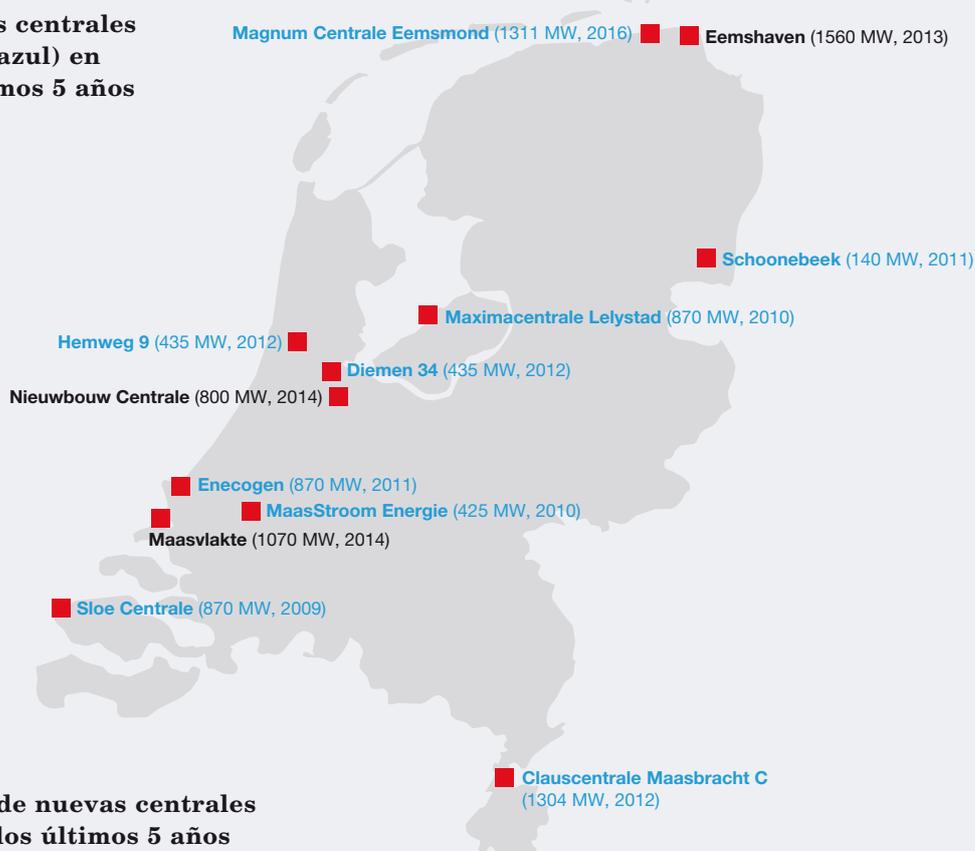


Tabla 3: Holanda: encargo de nuevas centrales de carbón y gas durante los últimos 5 años

Central (ciudad)	Potencia	Propietario	Fecha de Encargo
Sloe Centrale	Gas: 870 MW	Delta, EdF	2009
Maximacentrale Lelystad	Gas: 870 MW	GdF Suez	2010
MaasStroom Energie	Gas: 425 MW	Intergen	2010
Enecogen (Rotterdam)	Gas: 870 MW	Eneco, Dong	2011
Schoonebeek	Gas: 140 MW	Shell, ExxonMobil	2011
Clauscentrale Maasbracht C	Gas: 1304 MW	RWE/Essent	2012
Diemen 34 (Amsterdam)	Gas: 435 MW	Vattenfall/Nuon	2012
Henweg 9 (Amsterdam)	Gas: 435 MW	Vattenfall/Nuon	2012
Eemshaven	Carbón: 1560 MW	RWE/Essent	2014
Maasvlakte	Carbón: 1070 MW	E.ON	2014
Nieuwbouw Centrale (Rotterdam)	Carbón: 800 MW	GdF Suez	2014
Magnum Centrale (Eemsmond)	Gas: 1311 MW	Vattenfall/Nuon	2013

FUENTE: PLATTS, SITIO WEB DE LA COMPAÑÍA

Estudio de caso: España e Italia: grandes cantidades de nueva potencia que alcanzan sus máximos algo antes

Según la base de datos de centrales eléctricas de Platts, tanto en España como en Italia se añadió, respectivamente, una potencia instalada de alrededor de 20GW de generación eléctrica de gas/gas natural licuado (GNL) entre 2003 y 2012.

En España¹ existía en 2013 una potencia de generación basada en gas de 27 GW, íntegramente encargada entre 2002 y 2011. Esta gran nueva potencia fósil fue golpeada por la caída de la demanda y el crecimiento de las renovables y en 2013 la demanda de electricidad cayó por tercer año consecutivo. La potencia renovable alcanzó 32,9 GW en 2013 y su cuota de demanda llegó al 42,4%, cuando en 2012 era del 31,9%. Mientras que en 2008 las centrales de gas produjeron 95,5 TWh (32%), hubo una caída hasta los 42,5 TWh (14%) en 2012 y hasta 28,9 TWh (10%) en 2013. En julio de

2013 Iberdrola pidió el cierre de la tercera unidad (800 MW) de su central en Arcos de la Frontera (Cádiz)², mientras que pocos meses después Endesa (Enel) solicitó construir una central de carbón con 800 MW adicionales en Los Barrios, en la misma provincia.

En Italia, entre 2002 y 2012, se encargó instalar potencia fósil hasta alcanzar los 23 GW, la mayor parte antes de 2007. La potencia basada en gas creció especialmente rápido, por ejemplo, se duplicaron los 12 GW del año 2000 hasta los 24,4 GW en 2009. La potencia total instalada creció alrededor de un 60%, desde los 77 GW en 2002 hasta los 122 GW en 2011, mientras que la demanda solo creció en un 8% (de 291 TWh a 314 TWh) y el pico de demanda aumentó incluso menos (de 50 a 51 GW). La demanda cayó significativamente después de la crisis financiera: solo en 2009 se redujo en un 5,7%. Al mismo tiempo, la competencia de las renovables aumentaba notablemente: entre 2007 y 2012 se añadieron 18 GW de potencia solar fotovoltaica y eólica.

¹ REE: EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN EL 2008: [HTTP://BIT.LY/1LXyCNL](http://bit.ly/1LXyCNL) ; INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2012: [HTTP://BIT.LY/1ASEHYO](http://bit.ly/1ASEHYO)

² A. M. SEVILLA: IBERDROLA SOLICITA A INDUSTRIA EL CIERRE PARCIAL DEL CICLO COMBINADO DE ARCOS, DIARIO DE SEVILLA, 27 JULIO 2013: [HTTP://BIT.LY/1DFPV86](http://bit.ly/1DFPV86)

Mapa 3: Centrales de gas de ciclo combinado encargadas por España entre 2002 y 2011

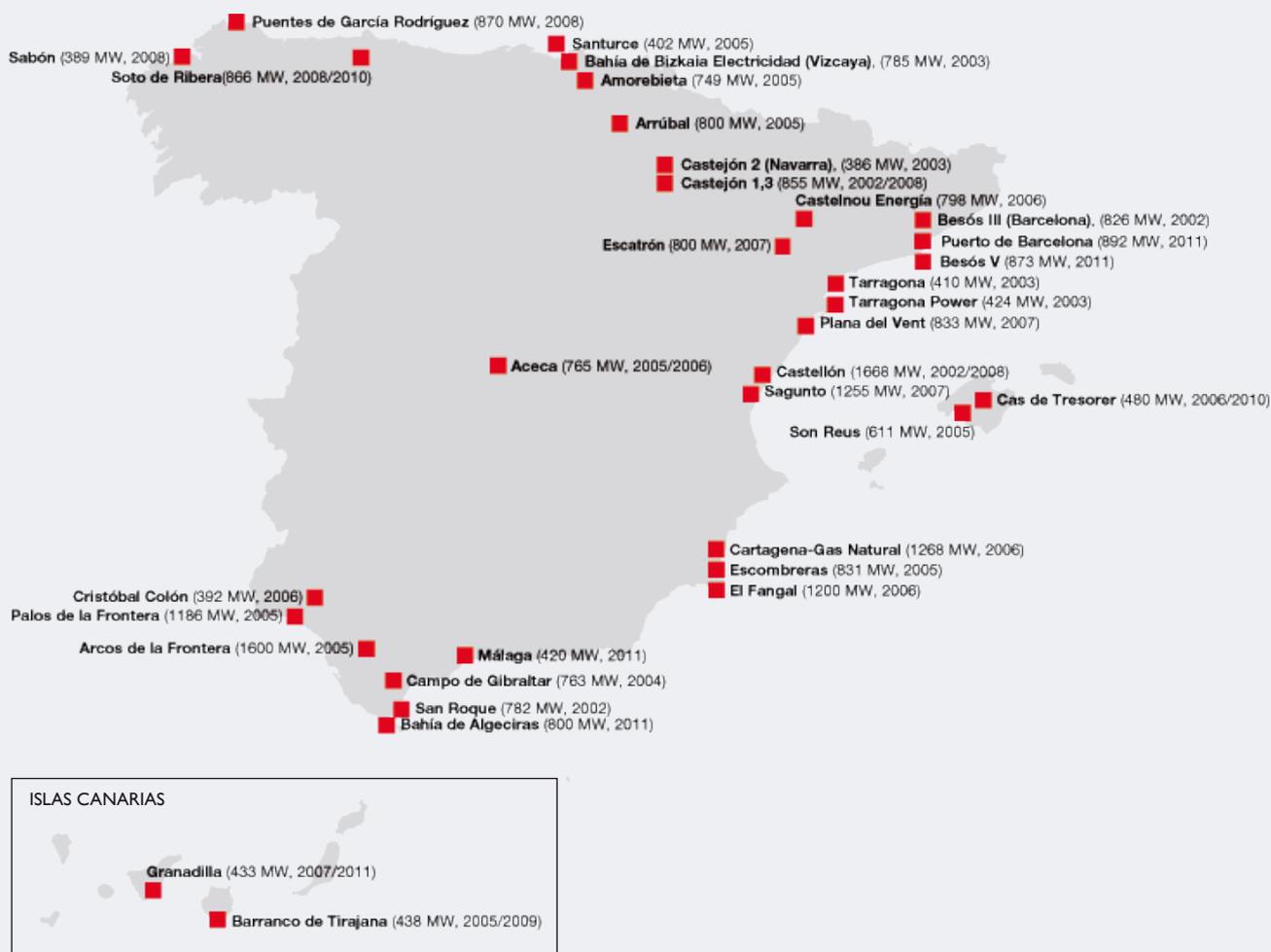


Tabla 4: Centrales de gas de ciclo combinado encargadas por España entre 2002 y 2011

Central de Ciclo Combinado	Potencia (MW)	Propietario	Fecha de encargo
San Roque (Cádiz)	782	Endesa, Gas Natural Fenosa	2002
Besós III (Barcelona)	826	Gas Natural Fenosa; Endesa	2002
Castejón 2 (Navarra)	386	Iberdrola	2003
Bahía de Bizkaia Electricidad (Vizcaya)	785	EVE, Iberdrola, BP	2003
Tarragona	410	E.ON	2003
Tarragona Power	424	Iberdrola	2003
Campo de Gibraltar (Cádiz)	763	Gas Natural, Cepsa,	2004
Amorebieta (Vizcaya)	749	ESB, Osaka Gas	2005
Santurce (Vizcaya)	402	Iberdrola	2005
Arcos de la Frontera (Cádiz)	1600	Iberdrola	2005
Palos de la Frontera (Huelva)	1186	Gas Natural Fenosa	2005
Son Reus (Mallorca)	611	Endesa	2005
Arrúbal (La Rioja)	800	CountorGlobal	2005
Escombreras (Murcia)	831	Iberdrola	2005
Aceca (Toledo)	765	Iberdrola, Gas Natural Fenosa	2005/2006
Cartagena-Gas Natural (Murcia)	1268	Gas Natural Fenosa	2006
El Fangal (Murcia)	1200	GdF Suez	2006
Cristóbal Colón (Huelva)	392	Endesa	2006
Castelnou Energía (Teruel)	798	Electrabel (GdF Suez)	2006
Plana del Vent (Tarragona)	833	Alpiq, Gas Natural Fenosa	2007
Escatrón (Zaragoza)	800	E.ON	2007
Sagunto (C. Valenciana)	1255	Gas Natural Fenosa	2007
Castellón (C. Valenciana)	1668	Iberdrola	2002/2008
Castejón 1,3 (Navarra)	855	HC Energía	2002/2008
Puentes de García Rodríguez (La Coruña)	870	Endesa	2008
Sabón (La Coruña)	389	Gas Natural Fenosa	2008
Barranco de Tirajana (Gran Canaria)	438	Endesa	2005/2009
Soto de Ribera (Asturias)	866	HC Energía	2008/2010
Cas de Tresorer (Mallorca)	480	Endesa	2006/2010
Granadilla (Tenerife)	433	Endesa	2007/2011
Bahía de Algeciras (Cádiz)	800	E.ON	2011
Málaga	420	Gas Natural Fenosa	2011
Besós V (Barcelona)	873	Endesa	2011
Puerto de Barcelona	892	Gas Natural Fenosa	2011

FUENTES: PLATTS, SITIOS WEB DE LAS COMPAÑÍAS

Estudio de caso: Polonia: la central de carbón Opole II, “cuando la política se antepone a la lógica de los negocios”

La central Opole II de la eléctrica polaca PGE es un reciente ejemplo de las nuevas centrales cuya construcción carece de sentido, económicamente hablando, desde el momento en que se decide la inversión. El gobierno polaco -propietario en un 70% de PGE- ordenó la construcción de una central de carbón de 1.800 MW, a pesar de la oposición de la Dirección¹ y de la dimisión del Director Ejecutivo² debido a este asunto.

El precio de la acción de PGE se hundió un 7% en junio de 2013 cuando el Primer Ministro impulsó la continuación del proyecto³, y los bancos de inversión, como JP Morgan, avisaron del potencial del proyecto de destruir el valor para los accionistas⁴

incluso después de que el Gobierno estableciera una compañía estatal de minería de carbón para vender carbón a la nueva central con precios por debajo de mercado. El Gobierno también está asegurando financiación de todas partes: desde su recién creado fondo de inversiones⁵; utilizando la banca pública para comprar acciones de PGE con rendimientos por debajo del mercado⁶; y emitiendo garantías para las (casi en bancarota) compañías constructoras⁷. Polonia simplemente hace pagar a sus contribuyentes los miles de millones perdidos en el proyecto. *The Economist* dijo que este proyecto era un ejemplo de “la política anteponiéndose a la lógica de los negocios”⁸.

1 UPI: POLAND'S PGE OKS \$3.78 BILLION EXPANSION OF OPOLE COAL-FIRED PROJECT, 10 ENERO 2014: HTTP://BIT.LY/1D75D6E
 2 PLATS: POWER IN EUROPE: PGE'S KILIAN RESIGNS OVER OPOLE, 25 NOVIEMBRE 2013.
 3 P. BUJNICKI & M. MARTEWICZ: PGE PERDIÓ LA MAYOR PARTE EN 3 MESES CON EL RESPALDO DEL PRIMER MINISTRO A LA CENTRAL DE OPOLE, BLOOMBERG, 6 JUNIO 2013: HTTP://WWW.BLOOMBERG.COM/NEWS/2013-06-06/PGE-DROPS-MOST-IN-3-MONTHS-AS-PREMIER-BACKS-OPOLE-PLANT.HTML
 4 J.P. MORGAN CAZENOVE: PGE: KW CONTRACT LOOKS BROADLY IN LINE – STILL SEE RISK THAT OPOLE DESTROYS

SHAREHOLDER VALUE – ALERT, 19 AGOSTO 2013.
 5 M. MARTEWICZ: PGE WANTS FIR IN OPOLE, TALKS WITH FUTURE ENERGY BUYER, BLOOMBERG, 28 AGOSTO 2013. CONSULTADO EN EL SERVICIO BLOOMBERG PROFESSIONAL.
 6 M. MARTEWICZ & K. KRASUSKI: KFW CLONE DEPRESSES YIELDS AS IT CROWDS OUT FUNDS: POLAND CREDIT, BLOOMBERG BUSINESS WEEK, 2 JULIO 2013: HTTP://BUSWK.CO/1IAMGZZ
 7 M. MARTEWICZ: POLIMEX IS CLOSE TO AGREEING “FINANCIAL PACKAGE” WITH CREDITORS, BLOOMBERG, 27 AGOSTO 2013, CONSULTADO EN EL SERVICIO BLOOMBERG PROFESSIONAL.
 8 THE ECONOMIST: POLAND'S ENERGY INVESTMENTS: POLITICS OVERRIDES BUSINESS LOGIC, 12 JUNIO 2013: HTTP://ECON.ST/KRNUUV

La caída de los precios mayoristas

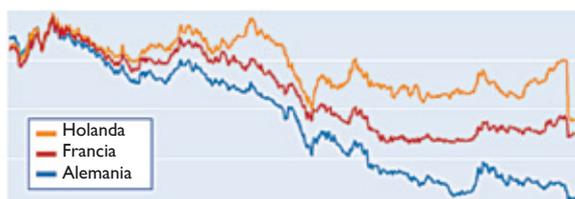
Como consecuencia del alto exceso de potencia y de la baja demanda, los precios mayoristas caen y ahora se encuentran a niveles de hace cinco u ocho años y empeorando¹ en la mayoría de los mercados. El siguiente gráfico muestra cómo los precios futuros de carga base alemanes para 2017 cayeron durante 2013².

Figura 4: Caída de los precios futuros de carga base alemanes para 2017 durante 2013



Durante los dos últimos años, los precios futuros de carga base han caído en Alemania, Francia y Holanda, como se refleja en la gráfica de Platts³.

Figura 5: Precio de la electricidad base para el día siguiente en los mercados de Alemania, Francia y Holanda



1 R. MORISON, J. MENGWEIN: GERMAN POWER COSTS SEEN DROPPING FOR FOURTH YEAR, BLOOMBERG, 3 ENERO 2013: HTTP://BLOOM.BG/1DFXHY
 2 2019 PHELIX BASELOAD YEAR FUTURES PRICES: HTTP://WWW.EEX.COM/EN/MARKET-DATA/POWER/DERIVATIVES-MARKET/PHELIX-FUTURES#/2014/02/11
 3 INFORME ESPECIAL DE PLATTS: GERMAN ELECTRICITY. EUROPE'S POWER DISCOUNT-SUPERMARKET, FEBRUARY 2014.

FUENTE: PLATTS

El mercado castiga el exceso de inversión

Estas inversiones excesivas y masivas en energía procedente de combustibles fósiles con costes marginales superiores (comparados con las renovables conectadas a la red) han hecho que las grandes eléctricas estén recibiendo un castigo cada vez más severo.

De acuerdo con un reciente estudio de la Universidad de Oxford,¹ un número creciente de centrales de gas de ciclo combinado se están dejando fuera de uso o cerrándose antes de tiempo en toda la UE. A lo largo de 2012-2013, diez grandes eléctricas de la UE anunciaron que dejarían fuera de servicio o cerrarían más de 20 GW de potencia de centrales de gas de ciclo combinado. De ellos, 8,8 GW se construyeron o adquirieron en los últimos 10 años.

El informe anual de Ernst & Young sobre la energía europea y el deterioro de los activos de las eléctricas² muestra una creciente devaluación, con una gran proporción procedente de los activos de generación de energía. Las desvalorizaciones anuales entre las 16 mayores eléctricas europeas crecieron desde 8.500 M€ en 2010 hasta 9.300 M€ en 2011, alcanzando 12.800 M€ en 2012. En 2010-2011, E.ON, EdF Y Vattenfall representaban el 60% y en 2012 Enel, RWE y GdF Suez llegaron al 59% de depreciación. Por ejemplo, GdF Suez redujo, principalmente en activos de la UE, más de 2.000 M€³ en 2012 y Enel depreció Endesa en 2.580 M€⁴.

En 2013 Vattenfall redujo el valor de sus activos en 3.400 M€ fundamentalmente de sus centrales de carbón y gas en Holanda y Alemania⁵. Esta enorme desvalorización hizo que los ingresos netos de la compañía fueran negativos durante todo ese año.⁶ Aún así, los planes de la compañía son seguir invirtiendo en activos fósiles de carbón, e incluyen terminar la nueva central de carbón de Moorburg, a las afueras de Hamburgo.

RWE dará a conocer sus resultados anuales a principios de marzo, pero ya ha indicado que se devaluará en otros 3.300 M€, de los cuales 2.900 M€ se atribuyen al deterioro en los ingresos procedentes de las centrales de combustibles fósiles⁷. RWE ya se había desvalorizado 900 M€ en el tercer trimestre de 2013. GdF Suez también anunció que se está preparando para depreciar los activos en energía europea, mientras que E.ON (tras haber realizado importantes depreciaciones previas) no prevé desvalorizar más sus centrales en el futuro próximo⁸.

¹ B. CALDECOTT & J. MCDANIELS: STRANDED GENERATION ASSETS: IMPLICATIONS FOR EUROPEAN CAPACITY MECHANISMS, ENERGY MARKETS AND CLIMATE POLICY. DOCUMENTO DE TRABAJO. SMITH SCHOOL OF ENTERPRISE AND ENVIRONMENT, OXFORD UNIVERSITY, ENERO 2014.

² ERNST & YOUNG: BENCHMARKING EUROPEAN POWER AND UTILITY ASSET IMPAIRMENTS. LESSONS FROM 2012: 2013

³ W. HOROBIN: GDF SUEZ PROFIT HIT BY IMPAIRMENTS, THE WALL STREET JOURNAL, 28 FEBRERO 2013: [HTTP://ON.WSJ.COM/1F6UIHM](http://on.wsj.com/1F6UIHM)

⁴ L. MOLONEY: ENEL SLASHES DIVIDEND AFTER EUR 3.58 BILLION ENDESA CHARGE, THE WALL STREET JOURNAL, 14 MARZO 2013: [HTTP://ON.WSJ.COM/1EEQGEQ](http://on.wsj.com/1EEQGEQ)

⁵ VATTENFALL: INFORME PROVISIONAL ENERO-JUNIO, 2013: [HTTP://WWW.VATTENFALL.CO.UK/EN/FILE/02-REPORT-2013_35251329.PDF](http://www.vattenfall.co.uk/en/file/02-REPORT-2013_35251329.PDF)

⁶ VATTENFALL: FULL YEAR 2013 RESULTS. CONFERENCE CALL FOR ANALYSTS AND INVESTORS, 4 FEBRERO 2014: [HTTP://CORPORATE.VATTENFALL.COM/GLOBAL/CORPORATE/INVESTORS/INVESTOR-PRESENTATIONS/04-ANALYST-AND-INVESTOR-CONFERENCE-CALL.PDF](http://corporate.vattenfall.com/global/corporate/investors/investor-presentations/04-ANALYST-AND-INVESTOR-CONFERENCE-CALL.PDF)

⁷ S. NICOLA: RWE DEPREECIA 4.500 MS AL TIEMPO QUE LAS GANANCIAS DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN CAEN, BLOOMBERG, 28 ENERO 2014: [HTTP://BLOOM.BG/1ECHXYD](http://bloom.bg/1ECHXYD)

⁸ C. STEITZ: UPDATE 2 - RWE TAKES €3.3BN CHARGE ON POWER PLANTS, REUTERS, 28 ENERO 2014: [HTTP://REUT.RS/1JMNATB](http://reut.rs/1JMNATB)

4.2. DEJANDO PASAR LA REVOLUCIÓN DE LAS RENOVABLES

Las principales eléctricas de la UE no han sido capaces de dar una respuesta adecuada a la aparición de las renovables, a pesar de haber dispuesto de muchísimo tiempo para entender los riesgos y las oportunidades. También han tenido fuertes ventajas comparativas para haber obtenido una posición sólida en las renovables: acceso a gran cantidad de financiación barata y créditos fiscales e inversiones; relaciones con los fabricantes de equipos; capacidad de combinar y asegurarse distintas fuentes de energía; y experiencia en materia de regulación y concesión de licencias. Pero la mayoría desaprovecharon esta oportunidad, y este error les está empezando a perseguir, ya que las renovables están creciendo rápidamente debido a la primas o tarifas de apoyo y a las bajas tasas de interés¹.

¹ DPA-AFX: AUSBLICK 2014: VERSORGER RUFEN AUS DEM 'TAL DER TRÄNEN' NACH DER POLITIK, 5 ENERO 2014: [HTTP://WWW.YHOO.IT/1EHDA7G](http://www.yhoo.it/1EHDA7G)

Las eléctricas producen poca energía renovable

Las 10 mayores eléctricas generaron más de la mitad de toda la energía de la UE en 2012, pero solo el 4% procedía de fuentes renovables no-hidráulicas. Mientras la cuota de mercado de la eólica ascendía a un 6,4% del total de la producción de electricidad dentro de la UE-27 en 2012, la cuota de eólica de las 10 mayores eléctricas era solo el 2,7% de la producción total de electricidad. Incluso en hidráulica² las grandes eléctricas, con un 8%, están por debajo de la media de la UE, el 11,7%.³

² EL CUADRO DE ABAJO EXCLUYE LAS RENOVABLES HIDRÁULICAS. ESTO SUCEDE PORQUE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LAS HIDRÁULICAS SE HA MANTENIDO ESTABLE A LO LARGO DE LOS DIEZ ÚLTIMOS AÑOS EN LA UE-27, MIENTRAS QUE LA POTENCIA ADICIONAL QUE SE HA CONSTRUIDO PARA GENERAR MÁS ENERGÍA SE HA BASADO EN OTRAS FUENTES RENOVABLES. TAMBIÉN SE EXCLUYE LA HIDRÁULICA PORQUE SU UTILIZACIÓN DEPENDE EN GRAN MEDIDA DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS (POR EJEMPLO, VATTENFALL TIENE MÁS POSIBILIDADES QUE OTRAS ELÉCTRICAS).

³ LA PRODUCCIÓN QUE DENTRO DE LA UE GENERAN LAS 10 MAYORES ELÉCTRICAS EUROPEAS DEPENDE DE LA INFORMACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS: INFORMES DE LAS PROPIAS COMPAÑÍAS, "ANALYST PACKS", HERRAMIENTAS DE DATOS, ETC. LAS CIFRAS PARA LA PRODUCCIÓN TOTAL Y LA PRODUCCIÓN EÓLICA E HIDRÁULICA EN LA UE PROCEDEN DE: LA COMISIÓN EUROPEA, EUROSTAT, "ELECTRICITY PRODUCTION AND SUPPLY STATISTICS, EXCEL-SHEET" ("HOJA DE CÁLCULO CON ESTADÍSTICAS DE PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD"). <[HTTP://BIT.LY/119Y7QM](http://bit.ly/119Y7QM)>

Tabla 5: Cuota de renovables de las 10 mayores eléctricas de la UE

Cuota de renovables	EdF	RWE	E.ON	GdF Suez	Enel	Vattenfall	Iberdrola	CEZ	EnBW	PGE
Eólicas %	1%	2%	2%	4%	4%	2%	21%	1%	1%	0%
Otras no-hidráulicas %	1%	2%	1%	2%	3%	2%	1%	2%	1%	3%

Estudio de caso: Las eléctricas alemanas y la propiedad de los activos renovables

En 2011 las cuatro grandes alemanas (RWE, E.ON, Vattenfall y EnBW) poseían el 74% de toda la potencia instalada que no cubría la Ley de Energías Renovables (EEG, por sus siglas en alemán)¹. Ese mismo año, solo controlaban un 6,5% de la energía renovable no-hidráulica². A comienzos de 2013, *trend:research* calculó que su cuota de renovables se situaba incluso por debajo, en el 4,9%³.

Las eléctricas han permitido que cooperativas, particulares, empresas industriales, empresas financieras y otros agentes dominen la producción de electricidad tanto eólica como solar. Incluso en la energía eólica en tierra, donde las eléctricas tienen particularmente grandes ventajas, las "cuatro grandes" solo poseen el 10% de la potencia, mientras que los particulares son propietarios del 50% y otras compañías del 40%. Las grandes eléctricas solo poseen un escaso 3,5% de toda la potencia solar de Alemania, mientras que los particulares privados y empresas no-eléctricas tienen cada uno un 48%⁴.

¹ BUNDESNETZAGENTUR AND BUNDESKARTELLAMT, "MONITORINGREPORT 2012", <[HTTP://BIT.LY/191SUGC](http://bit.ly/191SUGC)>, FEBRERO 2013.

² HEINRICH BÖLL STIFTUNG: ENERGY TRANSITION: THE GERMAN ENERGIEWENDE BY CRAIG MORRIS AND MARTIN PEHNT, NOVIEMBRE 2012: [HTTP://BIT.LY/19EZAYA](http://bit.ly/19EZAYA)

³ TREND-RESEARCH: ANTEILE EINZELNER MARKTAKTEURE AN ERNEUERBARE ENERGIEN-ANLAGEN IN DEUTSCHLAND (2. AUFLAGE) KURZSTUDIE, 2013 [HTTP://BIT.LY/1EQCQND](http://bit.ly/1EQCQND). LAS CIFRAS NO INCLUYEN EL ALMACENAMIENTO DE HIDROELECTRICIDAD POR BOMBEO

⁴ TREND ANALYSIS COMPANY TREND-RESEARCH AND THE LEUPHANA UNIVERSITÄT LÜNEBURG: "DEFINITION UND MARKTANALYSE VON BÜRGERENERGIE IN DEUTSCHLAND", <[HTTP://BIT.LY/1BVFZM](http://bit.ly/1BVFZM)>, OCTUBRE 2013.

Figura 6: Estructura de propiedad de las renovables en Alemania (en total 72,9 GW)



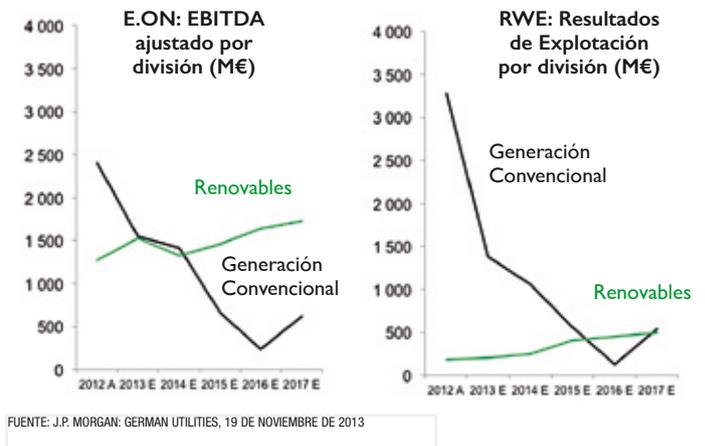
FUENTE: TREND RESEARCH

Ciegas ante los beneficios

Las eléctricas han estado tan ocupadas atacando las regulaciones en materia de energía renovable que han ignorado los beneficios de controlar una parte sustancial de esa energía. Más allá del valor estratégico de sumar la potencia de las renovables y del gas o de las instalaciones de almacenamiento por bombeo, las renovables también pueden traer beneficios directos en metálico. Recientemente, grandes eléctricas como E.ON, Iberdrola y Enel han obtenido ingresos considerables de sus negocios en renovables:

- Durante los últimos cinco años, un 5-6% de los ingresos de Iberdrola y el 20% de su EBITDA¹ procedió de sus actividades en renovables, que han contribuido con unos ingresos anuales de entre 1.500–1.600 M€². Se espera que el EBITDA en renovables se mantenga en la horquilla de los 1.500–1.700 M€ en los próximos años, mientras que parece probable que se dé un deterioro mayor del EBITDA procedente del segmento español liberalizado³.
- El negocio de renovables de E.ON, incluyendo las hidráulicas, produjo 1.500 M€ (16%) en su EBITDA total en 2011 y 1.300 M€ (12%) en 2012. El EBITDA en renovables no-hidráulicas fue de 600 M€ en ambos años⁴. De acuerdo con los resultados de los nueve primeros meses del pasado año, para 2013 se espera crecimiento⁵. El siguiente gráfico muestra que J.P. Morgan pronostica un crecimiento en las ganancias de E.ON e incluso para los negocios de renovables de RWE, pero también una importante caída en las ganancias de la generación convencional⁶. El análisis también ofrece una evaluación de la suma de las partes de diferentes divisiones. Se estimaba que el valor actual del negocio de E.On en generación era de 1.700 M€ y en renovables de 15.300 M€; el negocio de generación convencional de RWE estaba valorado en 8.900 M€ y su negocio de renovables en 5.100 M€.

Figura 7: Comparativa de la evolución de las ganancias en renovables y generación convencional de las eléctricas alemanas RWE y E.On



- Enel Green Power (EGP) repartió en 2012 1.700 M€, o el 10% del EBITDA del grupo Enel y el 15% de sus beneficios de explotación⁷. Estos porcentajes aumentaron en los primeros nueve meses de 2013, en relación al mismo periodo del año anterior, mientras que el EBITDA de generación fósil cayó en España e Italia. Las renovables del grupo aportan un 3% de los ingresos y el 11% de los beneficios⁸. J.P. Morgan espera mayores aumentos en el EBITDA de EGP: más de 2.000 M€ en 2015 y cerca de 2.200 M€ en 2016, mientras que pronostica un debilitamiento del EBITDA de la actividad de generación y gestión de la energía⁹. Las acciones de EGP están superando a las de la compañía matriz Enel (véase el precio de la acción en el gráfico de Bloomberg de más abajo).

Figura 8: Evolución de las acciones del grupo Enel y su subsidiaria, Enel Green Power



1 IBERDROLA 2012-14 OUTLOOK, STRATEGIC PILLARS, CAPITAL MARKET DAY, 24 OCTUBRE 2013: [HTTP://BIT.LY/19E8KID](http://bit.ly/19E8KID)
 2 IBERDROLA 2012-14 OUTLOOK, RENEWABLES BUSINESS, CAPITAL MARKET DAY, 24 OCTUBRE 2013: [HTTP://BIT.LY/1CF6PXY](http://bit.ly/1CF6PXY)
 3 J.P. MORGAN: IBERDROLA: AUNQUE 2014 DEBERÍA SER AÚN UN AÑO DIFÍCIL, UNA RENTABILIDAD POR DIVIDENDO DEL 6% DEBERÍA OFRECER CIERTO APOYO, 28 OCTUBRE 2013.
 4 E.ON: FULL YEAR 2012 RESULTS, MARCUS SCHENCK, 13 MARZO 2013: [HTTP://BIT.LY/1D60FQ2](http://bit.ly/1D60FQ2)
 5 E.ON: NUEVE PRIMEROS MESES DE 2013, 13 NOVIEMBRE 2013: [HTTP://BIT.LY/1BYZMF9](http://bit.ly/1BYZMF9)
 6 J.P. MORGAN: GERMAN UTILITIES: RWE: BALANCE SHEET STORY CONTINUING TO UNFOLD, MAINTAIN PREFERENCE VS. E.ON, 19 NOVIEMBRE 2013.

7 BLOOMBERG PROFESSIONAL. ENEL IM EQUITY, FA – FINANCIAL ANALYSIS, SEGMENTS, CONSULTADO EN DICIEMBRE 2013.
 8 BANCA IMI: ENEL: 2013 GUIDANCE CONFIRMED, BUT UPSIDE ON NET DEBT TARGET. CREDIT COMPANY NOTE. 27 NOVIEMBRE 2013
 9 J.P. MORGAN: SPANISH & ITALIAN GENERATIONS: TARIFF DEFICIT WEIGH ON NEAR-TERM SENTIMENT. 17 DICIEMBRE 2013.

Estudio de caso: Los controvertidos mensajes de Iberdrola

Iberdrola comenzó a invertir en el viento desde el principio y se convirtió en el mayor propietario del mundo de activos eólicos. También devino en el mayor accionista de Gamesa, un fabricante de aerogeneradores. A finales de 2012, la compañía poseía 14 GW de renovables no-hidráulicas, o el 30,5% del total de la potencia que tenía instalada en todo el mundo. En Europa estas cifras eran inferiores: el 24% en España y el 17% en el Reino Unido¹. La cuota de Iberdrola en generación neta procedente de renovables no-hidráulicas era del 24% mundial en 2012²; una vez más, en Europa era menor: el 21% en España y el 12% en el Reino Unido.

Iberdrola ha utilizado el lenguaje y la simbología de las renovables en sus comunicaciones corporativas durante años, pero en torno a 2009 su enfoque cambió radicalmente cuando los precios mayoristas cayeron por debajo de 40 €/MWh y su generación de energía a partir de gas se derrumbó, pasando de 20 GWh en 2008 a 3 GWh en 2012. Desde 2009/2010 la compañía se ha estado contradiciendo en materia de renovables. En el extranjero mantuvo sus comunicaciones amables con las renovables, pero en España empezó a criticar la energía renovable y a hacer abiertamente *lobby* en su contra.

El cambio es espectacular. Por ejemplo, en 2009 el presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez-Galán, presentó con orgullo una central híbrida de solar térmica y gas de 50 MW³, pero tres años después dijo que la compañía estaba en contra de esa misma tecnología⁴.

- 1 IBERDROLA: INFORMATION SUPPLEMENTARY TO THE SUSTAINABILITY REPORT; HTTP://BIT.LY/1BDA9F5
- 2 IBERDROLA: SUSTAINABILITY REPORT 2012; HTTP://BIT.LY/1HKQUZ7
- 3 IBERDROLA: JOSE MARIA BARREDA E IGNACIO GALÁN INAUGURAN LA PRIMERA CENTRAL TERMOSOLAR DE IBERDROLA RENOVABLES, 8 MAYO 2009; HTTP://GOO.GL/006SAS
- 4 GREENPEACE ESPAÑA, "IBERDROLA: EMPRESA ENEMIGA DE LAS RENOVABLES", <HTTP://BIT.LY/1DCUSSI>, MAYO 2013.

Recientemente, Iberdrola ha parado nuevas inversiones en renovables en España y en Estados Unidos, y solo está terminando proyectos que ya estaban en marcha. Mientras que en 2009-2011 sus gastos de capital en renovables eran de media de 1.900 M€ anuales, en 2012 los había reducido a casi la mitad, hasta 1.000 M€, y volvió a recortarlos en 2013⁵. Esto quizás también pueda explicar por qué el mayor productor mundial de eólica en tierra haya avanzado tan despacio hacia la eólica marina. El valor de los activos en renovables de la compañía alcanzó un máximo de 23.600 M€ en 2011 y empezó a caer en 2012⁶.

Es posible que la campaña de Iberdrola contra la solar en España tenga un impacto aún más destructivo. El lobby dirigido por Iberdrola ha conseguido con éxito reducir los ingresos de quienes habían invertido en energía solar por valor de miles de millones de euros anuales y ha apagado cualquier interés en invertir en renovables en España en un futuro⁷. Es irónico que Iberdrola, que tanto éxito ha conseguido con su lobby contra las renovables, puede acabar siendo uno de los grandes perdedores cuando entre en vigor el nuevo borrador del Gobierno que aspira a limitar los ingresos de los activos de renovables existentes. La nueva normativa significa que el 37% de los aerogeneradores instalados perderán el pago de primas y el resto verá sus ingresos reducidos en un 50%⁸.

- 5 IBERDROLA: OUTLOOK 2012/14. RENEWABLE BUSINESS, 24 OCTUBRE 2013; HTTP://BIT.LY/1CF6PKY
- 6 BLOOMBERG PROFESSIONAL. IBERDROLA (IBE SA). FA (FINANCIAL ANALYSIS), B/S (BALANCE SHEET), TOTAL ASSETS – PRODUCT/BRAND SEGMENTS – RENEWABLE ENERGIES, CONSULTADO EN ENERO 2014.
- 7 M. GALANOVA: SPAIN'S SUNSHINE TOLL: ROW OVER PROPOSED SOLAR TAX, BBC, 6 OCTUBRE 2013; HTTP://WWW.BBC.CO.UK/NEWS/BUSINESS-24272061
- 8 T. WHITE & E. DUARTE: SPAIN PLANS TO CAP RETURN EARNED BY CLEAN ENERGY PLANTS AT 7.4%, BLOOMBERG, 3 FEBRERO 2014.

¿(Más) pequeño es más bello?

No son solo los desarrolladores especialistas quienes se han beneficiado de la revolución renovable, sino también muchas pequeñas eléctricas de la UE, como Dong Energy y EdP.

La energía del viento contribuyó con un 32% en el EBITDA de Dong Energy en los nueve primeros meses de 2013², cantidad que prácticamente se ha duplicado cada año gracias a la finalización de dos grandes parques eólicos marinos. Durante este periodo, Dong produjo siete veces más EBITDA en su actividad eólica que en la térmica, mientras que sus ventas de eólica (TWh) representaban menos de la mitad que las ventas de térmica (TWh). Casi la mitad (46%) de todas las inversiones brutas de Dong se dedicaron al negocio eólico. La compañía también desempeñó un papel clave al atraer a nuevos tipos de grandes inversores hacia sus proyectos eólicos, como grandes fondos de pensiones y Kirkbi, matriz de Lego³.

- 1 T. ANDERSEN: GERMAN UTILITIES HAMMERED IN MARKET FAVORING RENEWABLE, BLOOMBERG, 12 AGOSTO 2013; HTTP://BLOOM.BG/1IYAXIT
- 2 DONG ENERGY: INTERIM FINANCIAL REPORT. FIRST NINE MONTHS 2013. 23 OCTUBRE 2013; HTTP://BIT.LY/19SDINE
- 3 J. ACHER: LEGO OWNERS PLASH \$500MN ON GREEN POWER, REUTERS, 23 FEBRERO 2012; HTTP://WWW.REUTERS.COM/

EdP es el mayor desarrollador mundial de energía eólica marina y uno de los mayores propietarios de eólica en tierra. Aumentó su EBITDA en renovables de 231 M€ en 2009 a 938 M€ en 2012. En total, en los nueve primeros meses de 2013, el 25% del EBITDA de EdP procedía de su división renovable, a pesar de haber sido penalizado en España con un nuevo impuesto⁴. En cuanto a la capacidad total de generación de la compañía, el 34% procede de la eólica, otro 34% de la hidráulica, produciendo el 32% y 37% respectivamente de su energía total en el mismo periodo. La cuota de producción eólica aumentó de un 4% en 2006 al 15% en 2010 y hasta el 32% en 2013.

- 4 EDP: RESULTS PRESENTATION 9M2013; HTTP://BIT.LY/1LL7MWW

4.3. DESAPROVECHANDO LA VENTAJA INICIAL DE SERVIR A LOS PROSUMIDORES

Parece que las eléctricas europeas han perdido la ventaja que tenían de poder atender a las necesidades cambiantes de sus clientes de toda la vida, que se están convirtiendo en prosumidores cada vez más. Tal y como lo expresó el Director Ejecutivo de GdF Suez, “algunos consumidores se han convertido en productores; es una revolución real”.¹ Aún así, en vez de adaptarse para cubrir estas nuevas necesidades, las eléctricas están haciendo un lobby activo contra sus propios clientes, atacando, por ejemplo, las primas de la energía solar fotovoltaica.

Desperdiando el conocimiento del cliente

Los nuevos competidores de las eléctricas a menudo conocen mejor a los clientes que ellas mismas y utilizan la información del cliente más eficientemente de lo que lo hacen las eléctricas, a pesar de su larga relación de décadas con los mismos usuarios de energía. A menudo, la comunicación de las eléctricas con sus clientes es unidireccional, mientras que, por ejemplo, algunas empresas solares entablan un diálogo, hacen seguimiento de las tendencias de uso y adaptan sus sistemas para satisfacer tanto las necesidades de electricidad solar de los propietarios de fotovoltaica, como sus propios balances.

En Estados Unidos, SolarCity, SunPower y otras, recogen miles de millones de datos en sistemas inteligentes domésticos, que los consumidores adoran y que desconciertan a las eléctricas.² Algunas de las grandes eléctricas ya tienen infraestructura para poder acceder al conocimiento de su cliente en detalle. Por ejemplo, Enel ha instalado 32 millones de contadores inteligentes desde 2005 en Italia y planea extenderlo a otros mercados.³

Ignorando la eficiencia del consumidor

Con frecuencia las eléctricas se ciñen a lo que mejor conocen, como reducir sus propios costos, mientras que puede haber un potencial incluso mayor para ayudar a sus clientes a mejorar su eficiencia y optimizar la energía u otros costes. Implementar mejoras a nivel de consumidor, en la gestión de la demanda y en la eficiencia de la energía puede tener un potencial importante a la hora de retener clientes y generar un mayor valor general para las eléctricas y los consumidores. A veces las eléctricas realizan un esfuerzo para ofrecer unas pocas herramientas basadas en la web sobre la eficiencia del cliente, como es el caso de Gas Natural⁴, pero son en su mayoría superficiales.

Subestimando las tecnologías del consumidor

Las tecnologías emergentes, como la solar fotovoltaica doméstica ligada a sistemas de almacenamiento, permitirán a los clientes salirse de la red cuando las eléctricas estén aplicando sus tarifas más altas, y ofrecer respaldo durante los apagones⁵. Soluciones así podrían reducir de forma sustancial la rentabilidad de las eléctricas.

Recientemente, SolarCity y Tesla comenzaron a vender en los Estados Unidos energía solar vinculada a sistemas de almacenamiento tanto para clientes particulares como comerciales. Como dijo el anterior Director Ejecutivo de Duke Energy, la mayor eléctrica estadounidense: “Si alguien suma la energía solar a la tecnología de acumuladores y a un sistema de gestión de la potencia, lo que tenemos es alguien que solo usa [la red] como respaldo.”⁶

Las eléctricas tampoco pueden ignorar la creciente magnitud y alcance de las tecnologías de energía distribuida. Por ejemplo, si se conectan muchos generadores fotovoltaicos en zonas extensas a través de redes bien gestionadas, se reduce la necesidad de que las eléctricas equilibren y respalden el servicio.

Castigando a sus propios clientes

Hasta ahora, y con frecuencia, las eléctricas han reaccionado a estas innovaciones en las renovables a nivel de consumidor con desafíos legales y su actividad de lobby. Un ejemplo destacable de este lobby contra la innovación y contra los propios clientes de las eléctricas es el nuevo “peaje de respaldo” español⁷. Originalmente propuesto por Iberdrola en 2013, consiste en que quienes producen su propia energía tendrían que pagar un “peaje de respaldo” por utilizar sus propias instalaciones de generación, así como pagos completos de cuotas de acceso a terceros por “vender de vuelta a la red” su exceso de energía. El registro sería obligatorio y los retrasos en los pagos duramente penalizados. Esto significa que, por ejemplo, los hogares que tengan unos pocos paneles solares y permanezcan conectados a la red, tendrían que pagar el “peaje de respaldo” aunque no la utilicen.

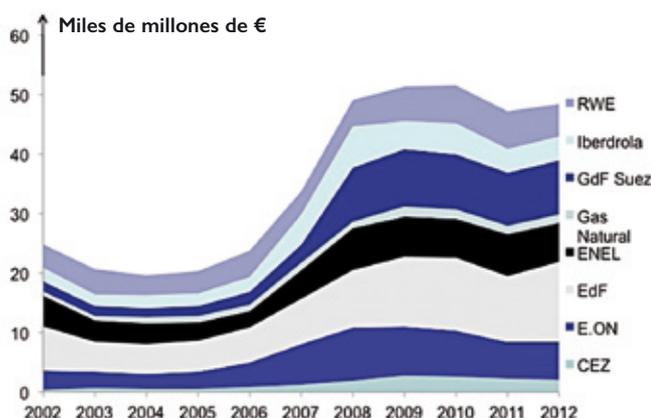
¹ G. DE CLERCQ: RENEWABLES TURN UTILITIES INTO DINOSAURS OF THE ENERGY WORLD, REUTERS, 8 MARZO 2013: [HTTP://REUT.RS/1GblNky](http://reut.rs/1GblNky)
² C. MARTIN: SPYING SOLAR SYSTEMS HELP CUT ELECTRICITY USE, BLOOMBERG NEWS, 29 NOVIEMBRE 2013.
³ ENEL: SMART METERING SYSTEM, CONSULTADO EN ENERO 2014: [HTTP://BIT.LY/1JD9tY](http://bit.ly/1JD9tY)
⁴ [HTTP://WWW.HOGAREFICIENTE.COM](http://www.hogareficiente.com)

⁵ A. VANCE: TESLA'S INDUSTRIAL-GRADE SOLAR POWER STORAGE SYSTEM, BLOOMBERG BUSINESSWEEK, 6 DICIEMBRE 2013.
⁶ D. ROBERTS: THE RENEWABLE THREAT TO UTILITIES. CLIMATE ROCKS, 25 ABRIL 2013: [HTTP://BIT.LY/1DRNMKJ](http://bit.ly/1DRNMKJ)
⁷ M. GALANOVA: SPAIN'S SUNSHINE TOLL: ROW OVER PROPOSED SOLAR TAX, BBC, 6 OCTUBRE 2013: [HTTP://WWW.BBC.CO.UK/NEWS/BUSINESS-24272061](http://www.bbc.co.uk/news/business-24272061)

4.4. LOS ENORMES GASTOS DE CAPITAL CRECEN DESDE LA CRISIS

Las grandes eléctricas europeas entraron en el periodo actual de rápidos cambios debilitadas por sus propios errores, no solo por el exceso de inversión en generación de energía de procedencia fósil, sino también por los masivos gastos de capital, especialmente durante el “periodo de crisis” 2008-2012. A pesar de la crisis financiera, EdF, E.ON, GdF Suez, RWE, Enel, Iberdrola, Gas Natural y CEZ han incrementado sus gastos totales de capital anuales hasta alrededor de los 50.000 M€ desde 2008, desde los 20.000-25.000 M€ de hace una década, como puede verse en el gráfico siguiente.

Figura 9: Gastos del capital de las principales eléctricas europeas 2002-2012

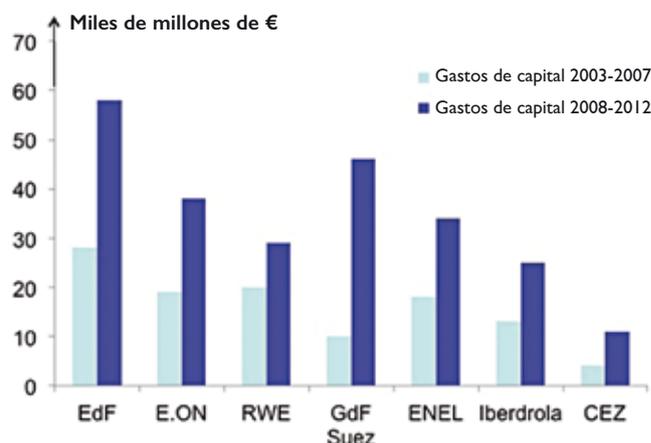


FUENTE: BLOOMBERG PROFESSIONAL/BLOOMBERG INDUSTRIES/UTILITIES

No está del todo claro porqué las grandes eléctricas aumentaron tanto sus gastos de capital tras la crisis financiera. El impulso dado por el fuerte EBITDA y el crecimiento de los dividendos en 2002-2007 parece que estimuló nuevas inversiones y adquisiciones también en 2008-2012, cuando la deuda barata era abundante y la mayoría de las eléctricas aún conservaban sus calificaciones crediticias en “A”.

Como se ve en el siguiente gráfico, la mayor parte de las eléctricas incrementaron sus gastos de capital de forma masiva. En aquellos casos en los se han dado a conocer detalles de los gastos de capital, como en el de CEZ y GdF Suez, queda claro que una parte importante de los gastos de capital entre 2008-2012 se dirigieron a la generación con combustible fósil.

Figura 10: Gastos del capital de algunas de las grandes eléctricas de Europa en los dos últimos quinquenios



SOURCE: BLOOMBERG PROFESSIONAL – EDF FP EQUITY/FA

Al realizar estas inversiones, se diría que las grandes eléctricas ignoraron los cambios que se estaban produciendo en la ralentización o el decrecimiento de la demanda y en la gran y creciente sobrecapacidad. Sus modelos de negocio no parecen ser aún lo suficientemente flexibles como para permitir que las eléctricas se alejen de sus inversiones tan rápidamente como sería necesario cuando las condiciones del mercado cambian. Además, en vez de utilizar esos grandes gastos de capital para cambiar sus modelos de negocio anticipándose a la revolución renovable, a la aparición de los prosumidores, al abandono progresivo de la energía nuclear y a otros cambios, han seguido consolidando sus viejos modelos.

Algunas grandes eléctricas recortaron sus gastos de capital en 2013 y han comenzado a desinvertir, entre otras E.ON, RWE, Iberdrola, GdF Suez y CEZ. Es necesario que las eléctricas den estos pasos, ya que sus balances se han debilitado y la mayoría espera que sus beneficios sigan exprimidos. Deberían haberlo hecho mucho antes: en los próximos años, se espera que los flujos de caja de las eléctricas se hayan reducido y podrían ser insuficientes para reforzar sus posiciones financieras ante el próximo ciclo de inversiones (posiblemente necesario para un cambio de modelo de negocio relacionado con el desarrollo de las renovables, el almacenamiento o la red). Otros inversores puede que aprovechen las oportunidades que surjan del deterioro de la calidad del crédito de las eléctricas.

1 BLOOMBERG INDUSTRIES - UTILITIES – POWER GENERATION EUROPE (BI EGENE) – CASH FLOW, CONSULTADO EN DICIEMBRE 2013

5. CONSECUENCIAS NEFASTAS

Los cambios en los mercados de la electricidad de la UE han ocurrido mucho más rápido en los últimos años, algo que las grandes compañías no fueron capaces de predecir. Las consecuencias son graves. Los negocios de generación de energía de las eléctricas están entrando en un círculo vicioso y soportando la caída de sus beneficios. Su respuesta fue invertir más en los mismos activos que causaron sus problemas iniciales. Continuaron con una mezcla de intenso lobby por las subvenciones a los combustibles fósiles, desinvirtiendo, recortando costes y utilizando las herramientas típicas, que son insuficientes para abordar los enormes retos estratégicos que enfrentan. Su cautela y sus pasos tardíos hacia la energía renovable son igual de insuficientes, de los que algunos ya empiezan a dar marcha atrás.

5.1. EL “VALLE DE LÁGRIMAS”

Los cambios en el mercado de la electricidad de la UE han ocurrido mucho más rápidamente en los últimos años, algo que las grandes compañías eléctricas no han sido capaces de predecir. La mayor parte de los progresos no deberían haber sido una sorpresa, ya que la situación apuntaba en esa dirección desde mucho tiempo atrás.

Las consecuencias son graves. El Director Ejecutivo de RWE llamó al periodo actual “El valle de lágrimas”, que podría ser “profundo y largo” mientras que “nuestro tradicional modelo de negocio se derrumba bajo nuestros pies”^{1,2}. “La gerencia no espera una recuperación de los precios mayoristas en el medio plazo, a pesar del intenso lobby político en Alemania y en Europa”, afirmó³.

Los costes crecientes de las centrales térmicas y nucleares

Existen varios factores que debilitan las posiciones de coste de los productores de carbón y de gas. Los precios del gas de la UE hoy y en el futuro (en el futuro cercano, al menos) son altos y los “clean spark spreads” (medida de rentabilidad de las centrales de gas) son negativos en la mayoría de los mercados de la UE. A algunas eléctricas les han afectado significativamente las decisiones sobre el abandono progresivo de la energía nuclear a través de depreciaciones, desmantelamientos y otros costes. Docenas de centrales de carbón que no pueden cumplir con los requisitos de la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión y de la Directiva sobre Emisiones Industriales serán cerradas, añadiendo un deterioro adicional de los activos y costes de saneamiento. Muchas centrales de carbón y nucleares que no cierren, necesitarán inversiones añadidas para cumplir con los nuevos requisitos en materia de contaminación del aire, seguridad nuclear y extensión de la vida útil. El deterioro de la calidad del crédito también aumentará sus costes financieros.

Aunque la mayoría de estos factores afectan a los costes fijos, y por lo tanto no influyen directamente en sus ofertas al mercado eléctrico (orden de mérito)⁴ sí que afectan a las ganancias. Además, los precios del carbón puede que no se mantengan bajos, ya que una mejora en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (ETS, por sus siglas en inglés) de la UE u otro método de establecimiento del precio del CO₂, también deterioraría las posiciones de orden de mérito y debilitaría los “clean spark spreads”.

¹ DPA-AFX: AUSBLICK 2014: VERSORGER RUFEN AUS DEM ‘TAL DER TRANEN’ NACH DER POLITIK, 5 ENERO 2014: [HTTP://YH00.IT/1EHDA7G](http://yh00.it/1EHDA7G)

² A. FRESE: RWE IM TAL DREN TRANEN: ENERGIEWENDE KOSTET 6750 STELLEN, 15 NOVIEMBRE 2013: [HTTP://BIT.LY/1L1T2QU](http://bit.ly/1L1T2QU)

³ NATIXIS: RWE: REVISION OF OUR 2014/15 ESTIMATES, EQUITY RESEARCH, 29 NOVIEMBRE 2013.

⁴ COSTE MARGINAL BASADO EN LA CURVA DE RANKING DE SUMINISTRO DE CENTRALES DE ENERGÍA QUE ASEGURA QUE LAS PLANTAS MÁS BARATAS SON LAS QUE MÁS FUNCIONAN.

Efectos del orden de mérito de las renovables

Con cero costes marginales, el viento y la energía solar conectada a la red expulsan cada vez más del orden de mérito a las centrales de carbón/gas, reduciendo el factor de carga del parque de combustible fósil. La creciente cantidad de renovables en la red, sumado a la baja demanda y al exceso de potencia, reduce los precios mayoristas (de contado). El siguiente gráfico, de Eurelectric, refleja cómo los precios de contado (en azul) en el oeste de Dinamarca han caído al tiempo que la producción eólica (en rojo) aumentaba¹:

El viento y el sol suelen sustituir las centrales de lignito y carbón en periodos de demanda baja y las centrales de gas durante los picos de demanda². Como revela un estudio de la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA, por sus siglas en inglés), esta energía puede bajar los precios de contado en 3 y 23 €/MWh³, que es una cuota importante del actual precio de contado de la carga base de alrededor de 35 €/MWh en el Mercado de Intercambio de Energía Europeo (EEX, por sus siglas en inglés). En comparación, el término de coste del gravamen de energía renovable alemán era de 23,9 €/MWh en 2013. Las renovables pueden rebajar tanto los precios, que esta bajada puede incluso equilibrar el impacto de los gravámenes de apoyo a las renovables en el precio al consumidor.

Un análisis de la Comisión Europea mostró que durante los últimos cinco años las renovables contribuyeron a bajar los precios mayoristas, pero hasta ahora no se han traducido en precios más bajos al consumidor (véase cuadro de la derecha).

Debido al efecto de las renovables en el orden de mérito, los productores tradicionales basados en combustibles fósiles afrontan menores ingresos y beneficios. Cuando coinciden periodos de sol y viento con periodos de pico de demanda, las ganancias de las eléctricas se ven fuertemente impactadas, ya que suelen obtener gran parte de sus

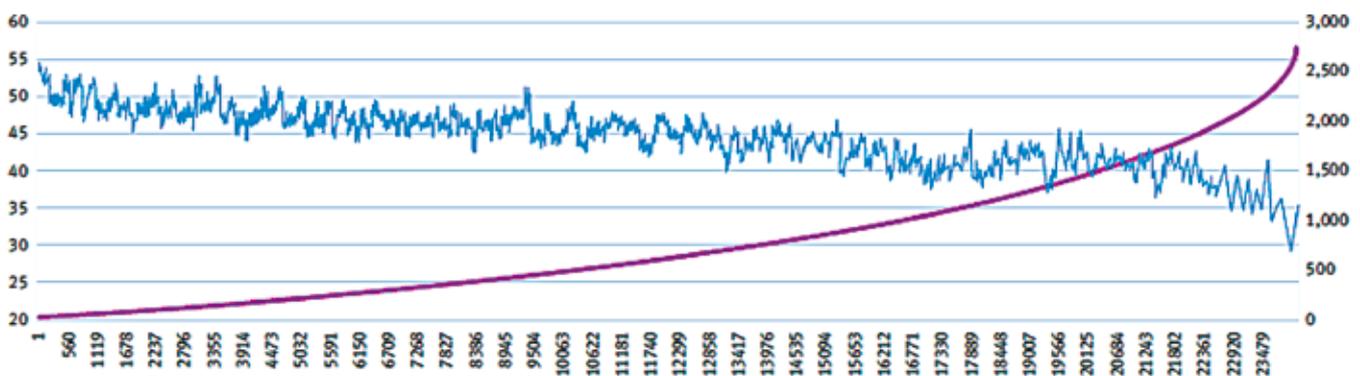
Una caída de los precios mayoristas no se “ha traducido” en una reducción de los precios al consumidor

La Comisión Europea señalaba en un informe reciente que “en el periodo 2008–2012, los precios mayoristas de la electricidad descendieron entre un 35% y un 45% en los principales estándares de comparación europeos de los precios mayoristas de electricidad”. “Sin embargo, la caída en los precios mayoristas no se ha traducido en una reducción en el término de energía de los precios al consumidor”. Según la Comisión Europea, entre las razones que explican esto se puede incluir la concentración del mercado, la débil competencia y la regulación universal de los precios de consumo.

El notable aumento de impuestos/gravámenes también ha afectado a los precios al consumo. A través de los impuestos/gravámenes, el “coste de la energía renovable añadido a los precios al consumo constituye un 6% del precio medio de la electricidad en la UE para los hogares y aproximadamente un 8% del precio de la electricidad industrial.” También aumentaron los costes de la red en el precio, y mientras algunos de ellos tienen que ver con la transformación que se está produciendo, las eléctricas –que están perdiendo porque los precios mayoristas son más bajos– con frecuencia son también las propietarias y las operadoras de las redes.

¹ EUROPEAN COMMISSION: COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS: ENERGY PRICES AND COSTS IN EUROPE. 2014: [HTTP://EC.EUROPA.EU/ENERGY/DOC/2030/20140122_COMMUNICATION_ENERGY_PRICES.PDF](http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_COMMUNICATION_ENERGY_PRICES.PDF) AND [HTTP://EC.EUROPA.EU/ENERGY/DOC/2030/20140122_SWD_PRICES.PDF](http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_SWD_PRICES.PDF)

Figura 11: Correlación entre la generación eólica y los precios de contado de la electricidad en el oeste de Dinamarca entre el 1 de enero de 2010 y el 27 de septiembre de 2012



FUENTE: ENERGINET.DK, GRÁFICO ELABORADO POR DONG ENERGY

¹ EURELECTRIC: POWER STATISTICS & TRENDS 2012, FULL REPORT: [HTTP://WWW.EURELECTRIC.ORG/MEDIA/113657/POWER_STATISTICS_2012_HR-2012-180-0002-01-E.PDF](http://www.eurelectric.org/media/113657/power_statistics_2012_hr-2012-180-0002-01-e.pdf)

² AUNQUE ÚLTIMAMENTE LAS CENTRALES DE CARBÓN SON MÁS A MENUDO LAS CENTRALES DE FIJACIÓN DE PRECIOS MARGINALES EN EL ORDEN DE MÉRITO ALEMÁN, DEBIDO A LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL/CARBÓN Y LOS BAJOS PRECIOS DEL CO₂.

³ PÖYRY: WIND ENERGY AND ELECTRICITY PRICES. EXPLORING THE “MERIT ORDER EFFECT”. THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, ABRIL 2010: [HTTP://BIT.LY/19PK541](http://bit.ly/19PK541)

ganancias mayoristas durante los picos. Y, de hecho, la diferencia entre los precios durante los picos respecto a los precios de la carga base (en el mercado del día siguiente) cayó notablemente en los últimos años: en Alemania de 13,85 €/MWh en 2006 a 4,36 €/MWh en 2013, según el Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems⁴.

Las renovables no solo contribuyeron al nivel de precios mayoristas, sino también a reducir la volatilidad del precio de venta mayorista: la volatilidad histórica de 30 días de la energía alemana para el año siguiente cayó del 60% en enero de 2010 al 11% actual. Buenas noticias para los clientes, pero no para las comercializadoras⁵.

Los negocios de generación de las eléctricas pueden atraparlas en un círculo vicioso

Al tiempo que la generación de energía a partir de combustible fósil se encarece, el atractivo de las mejoras en la eficiencia del consumidor y las soluciones de la energía (renovable) distribuida seguirán aumentando. Cada vez más consumidores reducirán, al menos, su dependencia de la energía centralizada (y por último pueden incluso abandonar la red, como hicieron los propietarios de teléfonos móviles respecto a la red telefónica). En respuesta, las eléctricas intentarán distribuir sus costes crecientes entre los cada vez menos kWh vendidos (y, posiblemente, entre los cada vez menos clientes), lo que aumentará más las ventajas de coste de las soluciones renovables, al menos en términos de costes marginales a largo plazo. Finalmente, las eléctricas venderán cada vez menos electricidad a precios más y más bajos mientras que sus costes se irán incrementando.

The Wall Street Journal lo llama “la amenaza mortal” de la solar⁶. Según Moody’s: “El gran crecimiento de las renovables ha tenido un impacto profundo y negativo sobre los precios y la competitividad

de las compañías de generación térmica en Europa. Las que en un tiempo se consideraron compañías estables han visto gravemente perturbados sus modelos de negocio; y esperamos unos niveles de producción de energía renovable en constante aumento, que afectarán aún más a la solvencia crediticia de las eléctricas europeas. Por lo tanto, las eléctricas tienen que adaptarse a este nuevo paradigma o corren el riesgo de ser expulsadas.”⁷

Beneficios que se derrumban

Estos cambios ya han provocado una caída en los beneficios relacionados con la generación de energía. Por ejemplo, el EBITDA del negocio de generación de E.ON cayó de 1.700 M€ en enero-septiembre de 2012 a 1.000 M€ en el mismo periodo de 2013. Dentro del EBITDA de la división de generación, la mayor caída se dio en la generación a partir de combustible fósil; su EBITDA pasó de 1.204 M€ a 448 M€⁸.

Enel hizo más de 3.000 M€ en el EBITDA con sus negocios de generación y comercialización cada año entre 2005 y 2010; esta cifra cayó en 2011 a 2.200 M€ y, más aún, a 1.300 M€ en 2012⁹.

Débil rendimiento del precio de las acciones

A pesar de que 2013 fue un año más estable, el rendimiento de las acciones de las eléctricas europeas a largo plazo es pésimo: Durante los últimos cinco años, el índice Stoxx Europe 600 para las eléctricas¹⁰ descendió en un 13%, mientras que el índice general Stoxx Eur 600¹¹ subió en un 63% (a principios de febrero de 2014). (Véase más abajo el gráfico de Bloomberg, donde el índice de precios de las eléctricas está en verde y el general, en blanco.)

Figura 12:
Evolución del Índice Stoxx Eur 600 (verde) para las eléctricas en comparación con el Índice Stoxx Eur 600 (blanco) durante los últimos 5 años



⁴ J. MEYER: ELECTRICITY SPOT-PRICES AND PRODUCTION DATA IN GERMANY, 2013; FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR SYSTEMS; 16 JANUARY 2014; [HTTP://WWW.ISE.FRAUNHOFER.DE/DE/DOWNLOADS/PDF-FILES/AKTUELLES/BOERSENSTROMPREISE-UND-STROMPRODUKTION-2013.PDF](http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/boersenstrompreise-und-stromproduktion-2013.pdf)

⁵ A. SHIRYAEVSKAYA: RWE EXPANDS LNG TO US GAS TRADE AS BANKS EXIT COMMODITIES, BLOOMBERG, 31 ENERO 2014.
⁶ Y. CHERNOVA: UTILITIES FACING A 'MORTAL THREAT' FROM SOLAR, THE WALL STREET JOURNAL, 25 MARZO 2013; [HTTP://ON.WSJ.COM/1GBLCP0](http://on.wsj.com/1GBLCP0)

⁷ MOODY: WIND AND SOLAR POWER WILL CONTINUE TO ERODE THERMAL GENERATORS' CREDIT QUALITY. GLOBAL CREDIT RESEARCH, 6 NOVIEMBRE 2012; [HTTPS://WWW.MOODYS.COM/RESEARCH/MOODYS-WIND-AND-SOLAR-POWER-WILL-CONTINUE-TO-ERODE-THERMAL--PR_259122](https://www.moody.com/research/moodys-wind-and-solar-power-will-continue-to-erode-thermal-pr-259122)

⁸ E.ON: INTERIM REPORT III/2013; [HTTP://WWW.EON.COM/EN/ABOUT-US/PUBLICATIONS/INTERIM-REPORT.HTML](http://www.eon.com/en/about-us/publications/interim-report.html)

⁹ BLOOMBERG PROFESSIONAL. ENEL. FA (FINANCIAL ANALYSIS), CONSULTADO EN ENERO DE 2014.

¹⁰ STOXX EURO 600 UTILITIES INDEX; [HTTP://BIT.LY/19STUGI](http://bit.ly/19STUGI)

¹¹ STOXX EURO 600 INDEX; [HTTP://BIT.LY/1BUJ9I0](http://bit.ly/1BUJ9I0)

Los principales inversores institucionales comenzaron a castigar a la eléctricas centradas en los fósiles por sus errores dobles y voluntarios: Storebrand, el mayor proveedor de ahorros y pensiones nórdico, anunció en enero de 2014 que excluiría completamente de su cartera a 10 eléctricas con alta exposición al carbón y muy baja inversión en producción de energía renovable: “Dado el reto mundial que representa el cambio climático, una media de acciones en renovables del 4% en todo el sector [eléctrico] es terriblemente baja. Es de especial importancia que las mayores compañías eléctricas comiencen un cambio hacia un modelo sostenible, para generar más energía a través de fuentes renovables. Una manera en la que Storebrand puede contribuir es invirtiendo más en las mejores compañías y excluyendo a las peores.”¹

Los costes de financiación y las calificaciones

Las eléctricas han disfrutado durante mucho tiempo de calificaciones altas y costes de financiación bajos. Se consideraban inversiones prácticamente libres de riesgo. Incluso hoy – según el análisis de Bloomberg del Coste del Capital Medio Ponderado (WACC, por sus siglas en inglés)– el coste de la deuda para las gigantes francesas y alemanas se sitúa entre el 1% y el 1,6%, para la Enel italiana en torno al 1,7%, y para las tres mayores españolas en la horquilla del 2,5%-3,1%².

No obstante, esto puede cambiar pronto, ya que las tasas de interés solo pueden crecer a partir de los niveles actuales; además, casi todas las eléctricas europeas han sufrido rebajas de entre uno y tres puntos desde enero de 2008³. Pero Enel e Iberdrola están cerca del límite, tal y como las califican Standard & Poor’s y Moody’s. RWE también las sigue de cerca. Moody’s ha colocado también a casi todas las eléctricas de la UE en perspectiva negativa.

Más rebajas en la calificación pueden hacer bastante más difícil el acceso a nueva deuda y que ésta resulte más cara. El diferencial en el rendimiento de los bonos sobre la deuda soberana ya ha crecido en algunas de las mayores eléctricas de la UE.

Considerando el alto nivel de endeudamiento de estas compañías (en particular de EdF, Enel y RWE) y su importante necesidad de refinanciación, no pueden permitirse que la calidad de su crédito se deteriore aún más. Una de las razones tras los significativos programas de desinversión es la reducción de su nivel de endeudamiento para evitar más rebajas. Algunas eléctricas también están intentando aumentar su capital para mejorar sus balances, una medida que a veces encuentra la resistencia de los accionistas, como en el caso de RWE⁴.

Tabla 6: Calificaciones de las 10 eléctricas más grandes

Ratings	EdF	RWE	E.ON	GdF Suez	Enel	Vattenfall	Iberdrola	CEZ	EnBW	PGE
S&P Enero 2008	AA-	A+	A	AA-	A-	A-	A-	A-	A-	NR
S&P Enero 2014	A+	BBB+	A-	A	BBB	A-	BBB	A-	A-	BBB+
Moody’s Enero 2008	Aa1	NR	NR	Aa1	A1	A2	A3	A2	A2	NR
Moody’s Enero 2014	Aa3	Baa1	A3	A1	Baa2	A3	Baa1	A2	A3	A3

¹ NYHET: STOREBRAND EXCLUDES ANOTHER 10 COAL COMPANIES, 24 ENERO 2014: [HTTP://BIT.LY/KYCHMY](http://bit.ly/kychmy)

² BLOOMBERG PROFESSIONAL, WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL (WACC), CONSULTADO EN DICIEMBRE DE 2013.

³ STANDARD & POOR’S RATINGS SERVICES. UTILITY RATINGS, E.G. FOR EDF: [HTTP://BIT.LY/1EVPMN8](http://bit.ly/1EVPMN8)

⁴ T. ANDRESEN: RWE SHAREHOLDER SAYS CAPITAL-INCREASE OPTION TO BE BLOCKED. BLOOMBERG, 11 FEBRERO 2014.

Perspectivas desfavorables

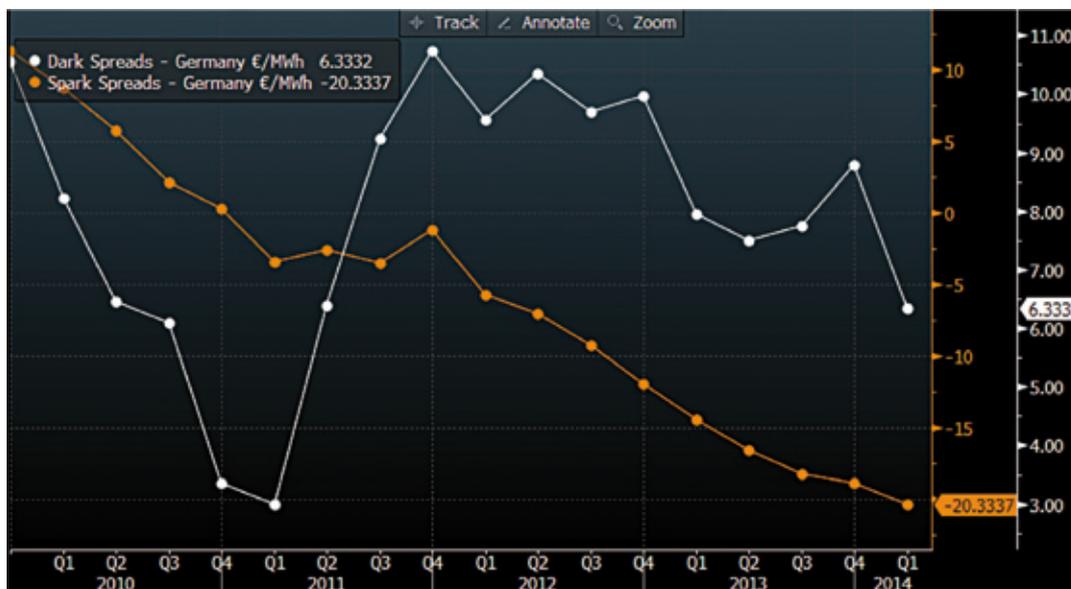
La perspectiva futura también es gris para los negocios de generación de energía de casi todas las eléctricas, debido a la continua debilitación de la demanda, el exceso de potencia, la mayor competencia de las renovables y, por lo tanto, precios mayoristas bajos y la utilización reducida de las centrales.

El “clean spark spread” (medida de rentabilidad de las centrales de gas) es negativo en la mayoría de los mercados de la UE, e incluso se espera que el alto “clean dark spark” (medida de rentabilidad de las centrales de carbón) actual baje con los nuevos avances relacionados con los precios del CO₂ y de la importación de carbón. El siguiente gráfico de Bloomberg sobre Alemania muestra una rentabilidad de las centrales de gas altamente negativa y cayendo (línea naranja). Y la rentabilidad de las centrales de carbón, aún positiva, pero bajando (línea blanca).

El Director Ejecutivo de RWE reconoce que “la capacidad de producir beneficios de la generación convencional de electricidad estará marcadamente por debajo de lo que hemos visto en los últimos años”¹. Las perspectivas financieras para las grandes eléctricas de la UE en el corto plazo también las comparan desfavorablemente con sus análogas estadounidenses en términos de crecimiento potencial de ingresos y beneficios².

La situación de los productores a partir de fósiles tampoco es mucho mejor en el largo plazo: según el escenario de referencia de la Comisión Europea³, las renovables no-hidráulicas alcanzarán el 26% de la generación para 2020 y el 35% para 2030, mientras que la generación a partir de combustibles fósiles caerá al 41% en 2020 y al 33% en 2030. Incluso Eurelectric prevé que la producción basada en fósiles disminuirá más en la UE-27, pasando de 1.629 TWh en 2010 a 1.115 TWh en 2030. Al mismo tiempo, se espera que el total de las renovables crezca hasta los 1.239 TWh en 2030, poniéndose por delante de la producción fósil⁴. En Alemania se pronostica que la generación distribuida provoque a las eléctricas perder hasta un 20% de cuota de mercado y pérdidas de beneficios por valor de 3.100 M\$ hasta el 2020⁵.

Figura 13: Rentabilidad de las centrales de gas y carbón en Alemania desde 2011



- 1 G. DE CLERCQ: ANALYSIS: RENEWABLES TURN UTILITIES INTO DINOSAURS OF THE ENERGY WORLD, 8 MARZO 2013: [HTTP://REUT.RS/19YKRBZ](http://reut.rs/19YKRBZ)
- 2 BLOOMBERG INDUSTRY LEADERBOARD: UTILITIES, CONSULTADO EN ENERO DE 2014: [HTTP://WWW.BLOOMBERG.COM/VISUAL-DATA/INDUSTRIES/DETAIL/UTILITIES](http://www.bloomberg.com/visual-data/industries/detail/utilities)
- 3 EUROPEAN COMMISSION: EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS. TRENDS TO 2050. REFERENCE SCENARIO 2013: [HTTP://EC.EUROPA.EU/TRANSPORT/MEDIA/PUBLICATIONS/DOC/TRENDS-TO-2050-UPDATE-2013.PDF](http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf)
- 4 EURELECTRIC: POWER STATISTICS & TRENDS 2012, FULL REPORT: [HTTP://WWW.EURELECTRIC.ORG/MEDIA/113657/POWER_STATISTICS_2012_HR-2012-180-0002-01-E.PDF](http://www.eurelectric.org/media/113657/power_statistics_2012_hr-2012-180-0002-01-e.pdf)
- 5 J. FONTANA, G. FORER, C-E. CHOSSON: WHO'S GOT THE POWER? IN ERNST & YOUNG UTILITIES UNBUNDLED, NÚMERO 15, DICIEMBRE 2013.

5.2. LAS ELÉCTRICAS CON MÁS NEGOCIO DE GENERACIÓN FÓSIL VULNERABLE

La exposición a pérdidas de la generación fósil europea depende de factores como:

- la proporción de ganancias relacionadas con generación europea sobre su EBITDA total;
- la cuota de centrales de carbón, gas y petróleo sobre la capacidad total de generación de energía;
- la magnitud de las inversiones recientes en centrales de combustibles fósiles;
- la distribución geográfica de las centrales eléctricas en Europa, dadas las aún importantes diferencias de precios mayoristas en el mercado, a pesar de los proyectos de unión e interconexión que ya están teniendo lugar;
- la potencia renovable propia y la potencia distribuida fuera de red en las áreas de servicio de las eléctricas;
- el nivel de sofisticación de las estrategias de cobertura; y otros factores.

Las ganancias relacionadas con la generación de energía basada en el mercado en Europa, desempeñan un papel relevante, por ejemplo, para RWE, Vattenfall y CEZ, pero son menos significativas para GdF Suez y Enel¹ en su EBITDA total (véase cuadro de la derecha).

En sus carteras de generación de energía², RWE, E.ON y GdF Suez tuvieron la mayor cuota de activos basados en el carbón, el gas y el petróleo en 2012; en el caso de RWE, era cercana al 80%³. Todas las grandes eléctricas tienen una cuota muy baja de generación de energía renovable (entre el 2% y el 7%), salvo Iberdrola, para contrarrestar algunas pérdidas relacionadas con la generación basada en fósiles. El gráfico de la derecha muestra la estructura de producción europea en 2012 para una selección de eléctricas.

La importancia de los beneficios de la generación de energía europea en el EBITDA total

CEZ generó alrededor de un 70% de su EBITDA de 2012¹ a través de sus negocios europeos de producción y de comercialización, mientras que el 74% del beneficio operativo subyacente de Vattenfall procedía de su negocio de generación en 2012² y el 40% del EBITDA 2012 del grupo RWE³ vino únicamente de su negocio alemán de generación de energía (la compañía posee negocios importantes en Reino Unido, el Benelux y en Europa Central y del Este). Por ejemplo, GdF está mucho menos expuesta dada su importante diversificación, más allá de la electricidad y fuera de Europa. De forma similar, Enel⁴ está más protegida, debido a su diversificación y a los persistentes altos precios mayoristas en Italia.

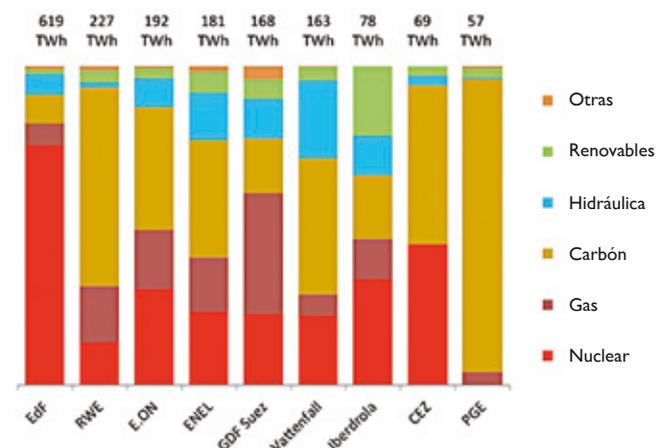
¹ CEZ GROUP: THE LEADER IN POWER MARKETS OF CENTRAL AND SOUTHEASTERN EUROPE. INVESTMENT STORY, 2013: [HTTP://BIT.LY/1GZBEGW](http://bit.ly/1GZBEGW)

² VATTENFALL: A NEW ENERGY LANDSCAPE: ANNUAL REPORT 2012, INCLUDING SUSTAINABILITY REPORT. [HTTP://BIT.LY/1NLGPYK](http://bit.ly/1NLGPYK)

³ RWE: ANNUAL REPORT, 2012: [HTTP://BIT.LY/11BJ63R](http://bit.ly/11BJ63R)

⁴ ENEL: ANNUAL REPORT 2012: [HTTP://WWW.ENEL.COM/EN-GB/DOC/REPORT_2012/ANNUAL_REPORT_ENEL_2012.PDF](http://www.enel.com/en-gb/doc/report_2012/annual_report_enel_2012.pdf)

Figure 14: Estructura de la producción de electricidad en Europa (2012)



¹ GDF SUEZ: CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS 2012: [HTTP://BIT.LY/1EEDSVN](http://bit.ly/1EEDSVN)

² K. GROOT: EUROPEAN POWER UTILITIES UNDER PRESSURE, CIEP, 2013

³ RWE: FACT & FIGURES, NOVIEMBRE 2013: [HTTP://BIT.LY/1D7SRW3](http://bit.ly/1D7SRW3)

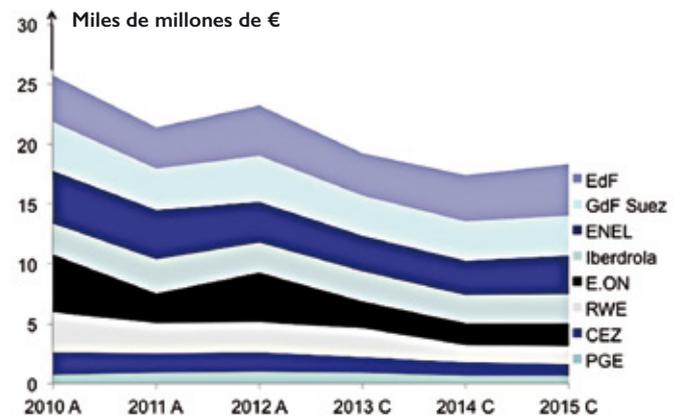
En estos momentos, los productores más afectados son aquellos con más activos en gas, pero los propietarios de centrales de carbón tampoco pueden relajarse: UBS prevé¹ que para 2020 el margen bruto de la generación basada en el carbón estará en alrededor de cero y el factor de capacidad para centrales de lignito caerá del 73% al 66% y para las de hulla del 47% al 37%.

Durante los últimos cinco o diez años, las eléctricas han incorporado nueva potencia basada en fósiles, como RWE que añadió al menos 9 GW y E.ON más de 7 GW². Muchos de estos activos ahora corren el riesgo de convertirse en activos obsoletos.

Teniendo en cuenta las diferencias del precio mayorista en el mercado, las eléctricas más expuestas a los precios mayoristas inferiores de Alemania y los países nórdicos (como E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW y CEZ) tienen una mayor presión que otras, como por ejemplo Enel (con unos precios mayoristas más altos, como son los italianos, pero con mayor exposición a los riesgos macroeconómicos, ya que se su actividad se dirige al sur de Europa). Las cuatro grandes del mercado alemán también han sido azotadas por el "Atomausstieg" (la retirada de la energía nuclear), como GdF en Bélgica.

Basándonos en estas sencillas consideraciones, RWE, E.ON, Vattenfall y CEZ están más expuestas a las pérdidas relacionadas con la generación fósil, mientras que EdF, GdF Suez, Enel e Iberdrola están menos expuestas. RWE está también entre las más endeudadas del grupo, junto con EdF y Enel. Los analistas de Bloomberg coinciden en cuanto a los pronósticos de ingresos descendentes para las mayores eléctricas de la UE (véase el gráfico siguiente). Esperan los mayores porcentajes de caída en beneficios entre 2012 y 2015 para E.ON, RWE, CEZ, PGE y EnBW.

Figura 15: Pronóstico de caída en los ingresos de las eléctricas



FUENTE: BLOOMBERG PROFESSIONAL/BLOOMBERG INDUSTRIES/UTILITIES

¹ G. PARKINSON: THE BEGINNING OF THE END FOR CENTRALISED GENERATION? RENEWECONOMY, 14 MARZO 2013: HTTP://BIT.LY/197ABKS

² PLATTS POWERVISION PLANT DATABASE

6. LA REACCIÓN DE LAS ELÉCTRICAS

La reacción de las eléctricas a estos retos incluían las respuestas típicas, como un lobby más intenso en favor de los combustibles fósiles y contra los apoyos a las renovables, recorte de costes y despidos masivos, desinversiones, recorte de dividendos y, más recientemente, reducción de los gastos de capital. Algunas eléctricas parecen ir más allá y, por ejemplo, están utilizando las desinversiones para iniciar importantes reorientaciones estratégicas. Aunque los planes de diversificación consistentes en el alejamiento geográfico de los mercados de la UE son típicos, las eléctricas difieren en el tipo de diversificación que las pueda mantener ligadas a la cadena de valor de la energía. Ciertas compañías eléctricas también han comenzado a mirar otras opciones alternativas a los pasos habituales de adaptación. Incluyen mejoras en la flexibilidad de las carteras de generación de energía y ofertas de nuevos servicios a los millones de prosumidores surgidos recientemente.

6.1. REACCIONES TRADICIONALES: LOBBY Y RECORTE DE COSTES

La reacción de las eléctricas ante estos retos es una combinación de un lobby intensificado a favor de los subsidios a los combustibles fósiles y contra el apoyo a las renovables, el recorte de costes, estrategias de prevención y otras herramientas habituales. Probablemente, insuficientes ante el gran desafío estratégico que encaran. Como un portavoz de RWE resumió, *“Cualquier cosa que hagamos en términos de recorte del coste -y de los gastos del capital- no va a compensar toda la pérdida en beneficios que vemos en la generación convencional de energía”*¹. Los cautos y muy tardíos pasos que las eléctricas están dando hacia la energía renovable y la oferta de nuevos servicios al cliente probablemente se probará que eran insuficientes. En algunos casos, las eléctricas incluso han dado marcha atrás en alguno de estos pasos al revender sus activos renovables recientemente adquiridos/generados.

Haciendo lobby por subvenciones a los combustibles fósiles

En la actualidad, las eléctricas están haciendo lobby para conseguir normativas que les permitan pasar la carga de su falta colectiva de adaptación a los cambios y de sus erróneas estrategias de inversión a los consumidores y a los inversores en renovables. Tal y como ellos lo expresan, las eléctricas quieren reformas que les ayuden a “adaptarse al futuro”². Tales reformas significan terminar con el apoyo a las renovables, en particular a la solar fotovoltaica³, e incrementar las subvenciones a las centrales basadas en fósiles.

Las eléctricas abogan por diferentes elementos fijos en la tarifa, ya que confían en que sus clientes permanecerán conectados a sus respectivas redes, pero reducirán su consumo. Al aumentar los componentes fijos, como las tarifas por potencia, se penaliza no solo a los clientes más humildes, sino que se ponen en peligro los objetivos de eficiencia energética de la UE. ¿Qué pasaría entonces si los avances tecnológicos en almacenamiento hicieran posible que los clientes se desconectaran de la red en masa y por completo (recuérdese cuando los usuarios de teléfono móvil “cortaron el cable”)?

¹ T. ANDERSEN: GERMAN UTILITIES HAMMERED IN MARKET FAVORING RENEWABLE, BLOOMBERG, 12 AGOSTO 2013: [HTTP://BLOOM.BG/11YAXIT](http://BLOOM.BG/11YAXIT)

² G. DE CLERCO Y B. LEWIS: EUROPEAN UTILITIES URGE POLICY REFORM TO AVERT BLACK-OUTS, REUTERS, 11 OCTUBRE 2013, [HTTP://REUT.RS/1LC2QKA](http://REUT.RS/1LC2QKA)

³ G. DE CLERCO: EUROPEAN UTILITIES CEOS URGE END TO RENEWABLE SUBSIDIES, REUTERS, 11 OCTUBRE, 2013: [HTTP://REUT.RS/KRTN6N](http://REUT.RS/KRTN6N)

Cercando las ventas y renegociando los contratos de gas

Además del lobby, las eléctricas están utilizando sofisticadas estrategias de prevención para disminuir y retrasar el impacto de la pérdida de beneficios en sus negocios de generación térmica. Por ejemplo, fijan los precios por contrato para los tres años siguientes, pero la mayoría de los contratos expiran como muy tarde en 2015 o 2016. A modo de ilustración de la región de Europa Central, RWE había vendido el 50% de su volumen de electricidad de 2014 a finales de 2012, Vattenfall el 77%, EnBW el 85% y E.ON el 100%⁴. Algunas eléctricas, como las de Reino Unido, pueden disfrutar del hecho de tener acuerdos sobre los precios a largo plazo con los reguladores.

Las eléctricas orientadas al gas también renegociaron sus contratos de compra obligatoria vinculados al petróleo o al gas con los principales suministradores, tales como Gazprom, Statoil, Sonatrach y Eni. En algunos casos, llevaron los contratos a los tribunales de arbitraje.

Castigando a los accionistas y a los empleados

Las eléctricas también han reaccionado con despidos y otras medidas de recorte del gasto, y con recortes en los dividendos. Esencialmente, las gerencias de las eléctricas están pasando los costes de sus propios errores a sus empleados y accionistas. Moody's llama a este enfoque "defensivo"⁵.

De hecho, los accionistas votan constantemente sobre estas medidas a través de la cotización, pero los empleados son mucho más vulnerables: RWE anunció los primeros 8.000 despidos en 2011, después amenazó con recortar otros 2.400 puestos de trabajo⁶, y finalmente con expandir su segunda ola de despidos al 10% de sus trabajadores (unos 7.000 empleos). Peter Hausmann, líder sindical, afirma: "No puede ser que los empleados paguen por una estrategia corporativa fallida"⁷. Vattenfall también anunció a principios de 2013 un gran programa de despidos que aspiraba a recortar 2.500 puestos de trabajo para finales de 2014 y recortar los costes en 4.000 millones de coronas suecas (SEK) en 2013 y 2014⁸.

Reestructuración de la cartera de valores

Las eléctricas también han empezado a reestructurar su cartera de valores y la mayoría de las grandes también han anunciado sustanciales programas de desinversión. Para finales de 2013, RWE había previsto desinversiones por valor de 7.000 M€⁹ y E.ON de 15.000 M€¹⁰. A Iberdrola le gustaría liberar 2.000 M€ en activos, a Enel 6.000 M€ y a GdF Suez 11.000 M€. Han empezado incluso a recortar en sus limitados activos de renovables¹¹ —lo que no suena como una medida hacia la diversificación de su cartera de generación.

Estas desinversiones no solo no mejoran su liquidez sino que tampoco ayudan a rebajar el endeudamiento. Pero sí contribuyen a reducir la exposición a los mercados europeos¹². Por ejemplo, GdF ya se ha librado de activos al menos en Italia, Francia y Bélgica; Vattenfall en Alemania, Holanda, Bélgica y Finlandia; y RWE e Iberdrola han desinvertido en varias posiciones europeas, entre otras. Alejarse de Europa también significa reforzar posiciones en mercados en crecimiento. GdF Suez y Enel planean gastar más de la mitad de su inversión fuera de Europa; E.ON se centra en Turquía y Brasil, y en ambos mercados quiere construir carteras para generar 20 GW.

Por otra parte, las grandes eléctricas son bastante diferentes, en términos de niveles de integración vertical y horizontal. Algunas parecen volver la mirada a su negocio central (como Vattenfall en hidráulica, nuclear y renovables), mientras que otras (como GdF Suez y EdF) han empezado a diversificar en áreas más amplias.

⁴ BLOOMBERG PROFESSIONAL – BLOOMBERG INDUSTRIES – UTILITIES – EMEA POWER GENERATION – POWER SALES HEDGING RATIOS.

⁵ MOODY'S: RATING ACTION: MOODY'S DOWN-RATED RWE'S RATINGS TO BAA1. MOODY'S RATING SERVICES, 21 JUNIO 2013: [HTTP://BIT.LY/1ICGETL](http://bit.ly/1ICGETL)

⁶ C. BRYANT: RWE COST CUTS THREATEN 2,400 JOBS, THE FINANCIAL TIMES, 14 AGOSTO 2012: [HTTP://ON.FT.COM/1BFOP41](http://on.ft.com/1BFOP41)

⁷ IG BCE: STELLENABBAU BEI RWE: "WIR SIND NICHT IN DER BINGO-HALLE", 14 NOVIEMBRE 2013: [HTTP://BIT.LY/1LLUBCO](http://bit.ly/1LLUBCO)

⁸ K. GUSTAFSSON: SWEDISH UTILITY VATTENFALL CUTS 2,500 JOBS, THE WALL STREET JOURNAL, 6 MARZO 2013: [HTTP://ON.WSJ.COM/1NMFQZF](http://on.wsj.com/1NMFQZF)

⁹ T. ANDRESEN: RWE WILL SELL OIL, GAS PRODUCTION UNIT TO CUT CAPITAL SPENDING, BLOOMBERG, 5 MARCH 2013: [HTTP://BLOOM.BG/1NZ5F2X](http://bloom.bg/1NZ5F2X)

¹⁰ E.ON: E.ON MAKING RAPID PROGRESS IMPLEMENTING NEW STRATEGY, 3 SEPTIEMBRE 2011: [HTTP://BIT.LY/1CEA067](http://bit.ly/1CEA067)

¹¹ L. DOWNING: UTILITIES IN PAIN SELLING RENEWABLE ASSETS AT RECORD RATE, BLOOMBERG, 6 NOVIEMBRE 2013: [HTTP://BLOOM.BG/1GRSLI6](http://bloom.bg/1GRSLI6)

¹² J.P. MORGAN: GDF SUEZ: CLARITY ON DIVIDEND SUSTAINABILITY AND EARNINGS TRAJECTORY SHOULD TRIGGER RE-RATING: UPGRADE TO OW, EUROPE EQUITY RESEARCH, 18 DICIEMBRE 2013.

6.2. POSIBLES ELEMENTOS DE NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO ELÉCTRICO

Reconocer la necesidad de un cambio total de modelo de negocio

Los grandes operadores de telecomunicaciones sobrevivieron a la casi extinción de líneas fijas telefónicas gracias a que, ante todo, se convirtieron en líderes del inalámbrico. También mostraron su mayor capacidad de adaptación y flexibilidad para innovar, al introducir nuevos productos con los que expandir la oferta a sus clientes. Además, pudieron explorar zonas menos expuestas a cambios en la política. Fortalezas como estas serían muy útiles a las eléctricas europeas en estos momentos. Hacerse con los primeros puestos en soluciones de electricidad distribuida y almacenamiento, por ejemplo, podría ser una condición previa para su supervivencia a largo plazo, si miráramos atrás dentro de diez años.

Como primera medida, las gerencias de algunas eléctricas empiezan a reconocer la seriedad de la situación; por ejemplo, EnBW cree que sus beneficios de generación de electricidad caerán un 80% entre 2012 y 2020 y espera recuperarlos con servicios energéticos y renovables^{13, 14}. El Director Ejecutivo de GdF Suez también sugiere que la diversificación geográfica podría no ser suficiente, y resume los tres pasos claves que las eléctricas tienen que dar como: *“buscar el crecimiento en los mercados emergentes, donde aún funciona el modelo de producción centralizada en centrales térmicas; ayudar a los clientes institucionales a usar la energía con mayor eficiencia a través de sistemas de calefacción y refrigeración; y construir sus propios negocios de renovables.”*¹⁵

Adaptabilidad, flexibilidad, nuevos servicios

Las gerencias de las eléctricas tienen a su disposición numerosos análisis de expertos que poder considerar a la hora de planificar el cambio de sus negocios. A modo ilustrativo, los expertos de Boston Consulting Group sugieren que las eléctricas tendrán que mejorar su adaptabilidad general¹⁶, incluyendo la flexibilidad organizativa, y que orientarse hacia una “minimización de activos” y hacia modelos de generación de electricidad flexibles y combinaciones de energía más equilibradas. “Minimización de activos” significa en este caso que las eléctricas mantengan sus centrales en funcionamiento y otros activos, pero que cedan la propiedad a inversores financieros externos: un consejo útil, teniendo en cuenta la debilidad de los balances de las eléctricas y su alto endeudamiento en contraste con su cada vez más deteriorada calidad de crédito.

En términos de servicios futuros, podrían:

- “generar ‘flexibilidad en su cartera’ para beneficiarse la creciente volatilidad del suministro;
- vender directamente a la comunidad local la energía eólica y solar generada por centrales locales;
- convertirse en agentes de los “prosumidores” de energía descentralizada, que equilibran el suministro y la demanda de energía;
- ofrecer contratos de servicios y mantenimiento a los clientes residenciales y comerciales que hayan instalado paneles fotovoltaicos en los tejados.”¹⁷

Existen varias opciones disponibles para mejorar la flexibilidad de las carteras actuales. Una área es el concepto de “flexibilización”, que se centra en reducir al mínimo los puntos de carga y optimizar los procedimientos de arranque de las centrales existentes¹⁸. Sirva de ejemplo RWE, que está buscando opciones técnicas para mejorar la regulabilidad de sus centrales de carbón.

Otra área importante es construir capacidad adicional de almacenamiento, ya que las renovables aumentan su cuota en la red, lo que incluiría expandir las instalaciones de bombeo hidráulico, propias o contratadas, desarrollar proyectos de conversión de electricidad en gas y otras tecnologías innovadoras de almacenamiento de electricidad. Por ejemplo, E.ON invirtió en una central de hidrógeno por electrolisis de 2 MW¹⁹ que captura la energía del viento cuando la red local está congestionada. En Italia, Terna-Rete Elettrica asignó 1.000 M€ para invertir en baterías, y Endesa (Enel) también ha comenzado a operar en tres centrales de almacenamiento de electricidad en las Islas Canarias²⁰.

Si hablamos de servicios centrados en la infraestructura más tradicional, las eléctricas pueden reforzar sus posiciones de “último recurso”, como suministradores de respaldo. De acuerdo con el responsable de la división de Gas, Carbón y Energía de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), las eléctricas podrían beneficiarse mucho si consideraran los paneles fotovoltaicos de los tejados, no como competidores a sus centrales térmicas, sino como una puerta a un nuevo mercado. *“En un futuro sistema eléctrico, la compañía de la red eléctrica podría ser en esencia una compañía aseguradora, que ofreciera seguros contra la falta de sol cuando se necesita electricidad”*²¹. RWE y Siemens están expandiendo su concepto de “central eléctrica virtual” para integrar las fuentes de electricidad distribuida y posibilitar a sus clientes que la negocien²².

¹³ S. SCHULTZ: ENBW-CHEF MASTIAUX: “SELBST WENN WIR WOLLTEN, DÜRFTEN WIR KRAFTWERKE NICHT ABSCHALTEN”; DIE SPIEGEL, 11 DICIEMBRE 2013: [HTTP://BIT.LY/J46UHS](http://bit.ly/j46uhs)

¹⁴ BRINGING VALUES TO LIFE, MAKING THEM VISIBLE AND MEASURABLE, INTERVIEW WITH DR. MASTIAUX, ENBW-REPORT 2012: [HTTP://BIT.LY/1UQY4T](http://bit.ly/1UQY4T)

¹⁵ G. DE CLERCO: ANALYSIS: RENEWABLES TURN UTILITIES INTO DINOSAURS OF THE ENERGY WORLD, 8 MARZO 2013: [HTTP://REUT.RS/19YKRBZ](http://reut.rs/19YKRBZ)

¹⁶ I. MARTEN Y A. MACK: THE EUROPEAN POWER SECTOR: ONLY THE NIMBLE WILL THRIVE, BOSTON CONSULTING GROUP, 29 MARZO 2013: [HTTP://ON.BCG.COM/1J0AJDL](http://on.bcg.com/1J0AJDL)

¹⁷ F. KLOSE, H. RUBEL, H. G. HERING: TOWARD A ZERO-CARBON WORLD: CAN RENEWABLES DELIVER FOR GERMANY, THE BOSTON CONSULTING GROUP, JUNIO 2012.: [HTTP://ON.BCG.COM/1DPCB00](http://on.bcg.com/1DPCB00)

¹⁸ F. KLOSE & J. PRUDLO: FLEXIBILIZATION: THE NEW PARADIGM IN POWER GENERATION. THE BOSTON CONSULTING GROUP, 17 JUNIO 2013: [HTTP://ON.BCG.COM/1FYJEZ8](http://on.bcg.com/1FYJEZ8)

¹⁹ P. SMITH: E.ON LAUNCHES POWER-TO-GAS PLANT; WIND POWER MONTHLY, 29 AGOSTO 2013: [HTTP://WWW.WINDPOWERMONTHLY.COM/ARTICLE/1209712/EON-LAUNCHES-POWER-TO-GAS-PLANT](http://www.windpowermonthly.com/article/1209712/eon-launches-power-to-gas-plant)

²⁰ T. WHITE: ENDESA STARTS OPERATIONS AT THREE ELECTRICITY-STORAGE PLANTS, BLOOMBERG, 3 FEBRERO 2014

²¹ G. PARKINSON: THE BEGINNING OF THE END FOR CENTRALISED GENERATION? RENEWECONOMY, 14 MARZO 2013: [HTTP://BIT.LY/197ABKS](http://bit.ly/197ABKS)

²² RWE: VIRTUELLES KRAFTWERK, [HTTP://WWW.RWE.COM/WEB/CMS/DE/237450/RWE/INNOVATION/PROJEKTE-TECHNOLOGIEN/ENERGIEANWENDUNG/DEZENTRALE-ERZEUGUNG/VIRTUELLES-KRAFTWERK/](http://www.rwe.com/web/cms/de/237450/rwe/innovation/projekte-technologien/energieanwendung/dezentrale-erzeugung/virtuelles-kraftwerk/) CONSULTADO EN ENERO DE 2014

El responsable de Política Energética y Generación de Eurelectric resume la innovación en el modelo de negocio en medidas similares: *“Diría que la innovación en el modelo de negocio es el mayor desafío importante actual para las eléctricas. Necesitamos alejarnos del viejo modelo, en el que las eléctricas se limitaban a vender megavatios-hora, hacia uno en el que vendan una gama de productos mucho más diferenciados, por ejemplo, servicios energéticos, movilidad eléctrica y potencia de generación.”*²³

Las acciones hacia un cambio real de modelo son aún limitadas

Las eléctricas están buscando una salida; incluso un documento interno de estrategia de 2013 de RWE²⁴ reconocía la falta de sostenibilidad del actual modelo de negocio y proponía posicionar a la compañía *“como un posibilitador, operador e integrador de proyectos de sistemas de renovables.”* Sin embargo, Reuters²⁵ no era tan optimista acerca de la transformación de RWE: *“Un rezagado de la energía renovable, la alemana RWE, trata de convertirse en verde al mismo tiempo que no dispone de ninguna de las dos fuentes que más necesita: tiempo y dinero.”*

Y los últimos acontecimientos indican que posiblemente Reuters tenía razón: RWE está revisando significativamente a la baja sus breves ambiciones renovables: está reduciendo sus participaciones en los activos de renovables que adquirió, paralizando el proyecto eólico marino Atlantic Array y reestructurando su RWE Innogy (originalmente creada para invertir en renovables y que ahora están transformando para orientarla al desarrollo de proyectos)²⁶.

Como muestra el ejemplo de RWE, incluso cuando estos cambios de modelo de negocio se discuten en los despachos de los directores y los utilizan en su comunicación, hasta ahora no parece que los hayan implementado de una manera extensa, a pesar de los muchos años de tranquilidad que las eléctricas han tenido para desarrollarlos. Al contrario, algunas grandes eléctricas parecen creer aún que el lobby, con frecuencia a costa de sus propios clientes, y la tradicional batería de recortes y desinversiones son suficientes, incluso durante el actual cambio de paradigma. Líneas aéreas, como American Airlines, United y Delta, y corporaciones gigantescas como WorldCom y Kodak, pudieron haber pensado lo mismo en su momento.

²³ S. NIES: SPARKING INNOVATION IN ERNST & YOUNG'S UNBUNDLED UTILITIES, ISSUE 15, DICIEMBRE 2013

²⁴ KAREL BECKMAN: EXCLUSIVE: RWE SHEDS OLD BUSINESS MODEL, EMBRACES TRANSITION, ENERGY POST, 21 OCTUBRE 2013: [HTTP://BIT.LY/KKTM3J](http://bit.ly/kktm3j)

²⁵ REUTERS: GREEN MAKEOVER WILL BE STRUGGLE FOR GERMANY'S RWE, 31 OCTUBRE 2013: [HTTP://REUT.RS/1IQJP7W](http://reut.rs/1IQJP7W)

²⁶ BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE: WEEK IN REVIEW, 21 ENERO 2014.

7. RECOMENDACIONES DE GREENPEACE A LOS GOBIERNOS

El suministro eléctrico es, en gran medida, impulsado por la política. Los Gobiernos europeos tienen la responsabilidad de enviar a las eléctricas señales claras e inequívocas que las dirijan hacia nuevos modelos de negocio, económica y ambientalmente sostenibles y coherentes con las políticas acordadas en materia de energía, cambio climático, contaminación del aire, seguridad nuclear y otras áreas relevantes.

- a. Para consolidar el éxito del paquete de políticas energéticas y sobre el clima de la UE para 2020, los Gobiernos deberían establecer una política inequívoca para 2030, **que incluya objetivos ambiciosos** de implementación nacional. Greenpeace aboga por una cuota de energía renovable del 45%, una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE de al menos el 55% (comparadas con 1990) y una reducción en el consumo final de energía de un 40% (comparado con 2005).
- b. Los Gobiernos deberían **abstenerse de cambios políticos inesperados, radicales y retroactivos**. Desgraciadamente, los cambios en el apoyo a los sistemas renovables en España, Italia y la República Checa ya han devaluado significativamente las inversiones anteriores y han creado inseguridad en las decisiones para asignar capital.
- c. Los Gobiernos deberían **aplicar mecanismos de apoyo efectivos a la energía renovable** que ayuden a las nuevas tecnologías a alcanzar su máxima competitividad y a maximizar los beneficios de las grandes inversiones previas, mientras que son lo suficientemente flexibles como para ajustarse a las condiciones cambiantes del mercado y la madurez tecnológica.
- d. Quienes toman las decisiones deberían **eliminar las barreras a un sistema energético eficiente y renovable**, incluyendo la revisión de los mecanismos de precios, requisitos técnicos y métodos de gestión del transporte y las congestiones, para permitir una óptima integración de las tecnologías de la energía renovable, incluidas aquellas de naturaleza descentralizada y variable. Un elemento clave es la modernización del sistema de red eléctrica para garantizar la mejora de la red de conexiones para la energía renovable, incluyendo energía eólica marina, la gestión inteligente de la red, la medición neta y una gestión activa de la demanda. Los Gobiernos deberían **resistir a la introducción de mercados de capacidad y tasas y peajes que penalizan a las renovables**. Éstos son injustos para los particulares, las comunidades y los negocios que han invertido miles de millones en renovables. Además, perpetúan la sobrecapacidad fósil de las eléctricas. Estas medidas, que ofrecen un alivio temporal y limitado a las eléctricas, también pueden desalentar un cambio hacia modelos sostenibles de negocio..
- e. Los Gobiernos deberían **abolir subvenciones y otras ayudas a las tecnologías de energía térmica y nuclear**. España, Alemania, Polonia y Rumanía aún subvencionan sus sectores del carbón, mientras que Italia, Irlanda y otros países pagan por la capacidad de sus centrales de gas. Las subvenciones a la nuclear -incluso después de 50 años de funcionar comercialmente- aún existen en algunos países, variando desde subvenciones ligadas a la limitación de responsabilidad hasta el apoyo público a la gestión de los residuos nucleares y su desmantelamiento.

-
- f. Quienes toman decisiones deberían **fortalecer el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (ETS)** por su gran influencia en las inversiones en electricidad. Un ETS que funcione puede detraer generación de energía basada en el carbón y estimular la adopción de las renovables competitivas en costes, pero esto no puede (como han alegado las eléctricas) por sí mismo impulsar la transformación del suministro de electricidad de Europa.
 - g. Los Gobiernos deberían **implementar completamente el Tercer Paquete Energético de la UE y garantizar la separación total de la propiedad** entre la operación de los sistemas de transporte y distribución, y la producción y el suministro de electricidad. Las prácticas discriminatorias en la implementación de dicha separación en los distintos Estados miembros de la UE ofrece una ventaja competitiva injusta a algunas eléctricas sobre otras y sobre los millones de prosumidores del mercado.
 - h. Los Gobiernos necesitan **aprender a no depender casi en exclusiva de unas pocas eléctricas** que aún producen energía en plantas centralizadas y contaminantes, mientras que surge el suministro de una energía más limpia gracias a multitud de actores, como pequeñas y medianas empresas, cooperativas y ciudadanos particulares.
 - i. Los Gobiernos deberían también ejercer un **papel más estratégico como propietarios de compañías eléctricas**¹ para garantizar la coherencia entre las políticas de las eléctricas y las políticas nacionales y de la UE en materia de energía y clima.

¹ VATTENFALL, UNA DE LAS MAYORES GENERADORAS DE ELECTRICIDAD DE EUROPA, ES COMPLETAMENTE DE TITULARIDAD PÚBLICA; EDF, CEZ Y ENBW SON MAYORITARIAMENTE DE PROPIEDAD PÚBLICA; ENEL, GDF-SUEZ Y RWE SON PROPIEDAD PÚBLICA DE GOBIERNOS NACIONALES O REGIONALES EN UNA PEQUEÑA PARTE.

8. APÉNDICE

Tabla 7: Producción de las 10 mayores eléctricas de la UE y cuota de renovable en 2012.

	Producción de electricidad 2012 en la UE (TWh)	% total de producción de electricidad en la UE-27	Renovables			
			Eólica (%)	Otros (no-eólica, no-hidráulica %)	Hidráulica (%)	Total (%)
EdF ¹	618,6	20,0%	0,8%	0,6%	6,5%	7,9%
RWE ²	227,1	7,4%	2,1%	1,8%	1,6%	5,5%
E.ON ³	192,1	6,2%	2,2%	1,0%	9,0%	12,2%
ENEL ⁴	180,6	5,9%	3,6%	3,1%	14,6%	21,3%
GDF Suez ⁵	167,5	5,4%	3,8%	2,2%	12,5%	18,5%
Vattenfall ⁶	163,4	5,3%	2,4%	1,6%	24,5%	28,5%
Iberdrola ⁷	78,4	2,5%	20,9%	0,9%	12,4%	34,2%
CEZ ⁸	68,8	2,2%	1,4%	1,6%	3,0%	6,0%
EnBW ⁹	59,1	1,9%	0,8%	0,6%	10,8%	12,2%
PGE ¹⁰	57,1	1,9%	0,2%	2,6%	0,8%	3,6%
Las diez mayores eléctricas de la UE	1.812,7	58,7%	2,7%	1,4%	9,2%	13,3%

1 LA PRODUCCIÓN TOTAL DE EDF SE COMPONÍA DE 642,6 TWH EN 2012. LA PRODUCCIÓN EN LA UE SE CALCULA DEDUCIENDO LA PRODUCCIÓN NUCLEAR EN LOS ESTADOS UNIDOS Y LA PRODUCCIÓN EÓLICA FUERA DE LA UE. EDF, "THE MAIN FINANCIAL AND NON-FINANCIAL DATA, ANALYST PACK 2012", <HTTP://SHAREHOLDERS-AND-INVESTORS.EDF.COM/NEWS-AND-PUBLICATIONS/PUBLICATIONS/FINANCIAL-RESULTS/FULL-YEAR-RESULTS-283451.HTML>. LA CANTIDAD TOTAL ES ELECTRICIDAD EÓLICA PRODUCIDA POR EDF SE COMPONÍA DE 8,5 TWH. EDF, "ACTIVITY & SUSTAINABLE DEVELOPMENT 2012", <HTTP://WWW.EDF.COM/HTML/RA2012/EN/PDF/EDF2012_RADD_FULL_VA.PDF>, PÁGINA 49. SE CALCULA QUE DE ESTA CANTIDAD TOTAL (SEGUN LAS CIFRAS DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN) EL 40% SE PRODUJO FUERA DE LA UE. DEL TOTAL DE ENERGÍA HIDRÁULICA PRODUCIDA (46,3 TWH), 6,7 TWH PROCEDEN DE ALMACENAMIENTO BOMBEADO. SE CUENTA COMO "OTRAS NO RENOVABLES", EN VEZ DE "HIDRÁULICA". EDF, "FACTS & FIGURES 2012", <HTTP://SHAREHOLDERS-AND-INVESTORS.EDF.COM/FICHIERS/FCKEDITOR/COMMUN/FINANCE/PUBLICATIONS/ANNEE/2013/2013-07-30_FACTS-AND-FIGURES_2012.PDF>, PÁGINA 98.

2 RWE, "KEY DATA TOOL", <HTTP://RWE-DATATOOL.COM/?LANG=ENG>

3 E.ON, "ANNUAL REPORT 2012", <HTTP://WWW.EON.COM/CONTENT/DAM/EON-COM/UEBER-UNS/GB_2012_US_EON.PDF>, PÁGINA 32. LA PRODUCCIÓN DE LA UE SE COMPONE DE UNA PRODUCCIÓN TOTAL (263,2 TWH), MENOS LA PRODUCCIÓN DE RUSIA (64,2 TWH) Y LOS ESTADOS UNIDOS (EÓLICA; 6,9 TWH). LA UE INCLUYE A TURQUÍA. DE LA CATEGORÍA "OTROS" (3 TWH) SE TOMA LA MITAD COMO RENOVABLES Y LA MITAD NO RENOVABLES. E.ON, WEBSITE "ENERGY MIX AND DECARBONIZATION", <HTTP://WWW.EON.COM/EN/SUSTAINABILITY/ENVIRONMENT/CLIMATE-PROTECTION/ENERGY-MIX-AND-CARBON-REDUCTION.HTML>, TAL Y COMO CONSTABA AL CONSULTARSE EL 1 DE NOVIEMBRE DE 2013.

4 ENEL, "ANNUAL REPORT 2012", <HTTP://WWW.ENEL.COM/EN-GB/DOC/REPORT_2012/ANNUAL_REPORT_ENEL_2012.PDF>
ENEL, "2012 RESULTS, 2013-2017 PLAN", <HTTP://WWW.ENEL.COM/EN-GB-STATIC/INVESTORS/PRESENTATIONS/DOC/2013_01/ENEL_2012_RESULTS_2013-2017_PLAN.PDF>

5 GDF SUEZ, "2012 ANNUAL RESULTS, PRESENTATION APPENDICES", <HTTP://WWW.GDFSUEZ.COM/EN/INVESTORS/RESULTS/2012-RESULTS>, FEBRERO 2013. EN EL 100% DE LAS ACCIONES.

6 VATTENFALL, "ANNUAL REPORT 2012 INCLUDING SUSTAINABILITY REPORT" <HTTP://WWW.VATTENFALL.COM/EN/FILE/ANNUAL_REPORT_2012_27432841.PDF>, PÁGINA 122.

7 IBERDROLA, "INFORMATION SUPPLEMENTARY TO THE SUSTAINABILITY REPORT 2012", <HTTPS://WWW.IBERDROLA.ES/WEBIBD/GC/PROD/EN/DOC/IA_ANEXO_INFOMESOSTENIBILIDAD12.PDF>, PÁGINA 9.

IBERDROLA, "SUSTAINABILITY REPORT 2012", <HTTPS://WWW.IBERDROLA.ES/WEBIBD/GC/PROD/EN/DOC/IA_INFOMESOSTENIBILIDAD12.PDF>, PÁGINA 40.
IBERDROLA, "RESULTS PRESENTATION FULL YEAR 2012", <HTTP://WWW.IBERDROLA.ES/WEBIBD/GC/PROD/EN/DOC/RESULTADOS12.PDF>, PÁGINA 32.

8 CEZ, "ANNUAL REPORT 2012", <HTTP://WWW.CEZ.CZ/EDEE/CONTENT/FILE/INVESTORS/2012-ANNUAL-REPORT/VZ2012AJ.PDF>, PÁGINA 80.

9 ENBW, "ANNUAL REPORT 2012", <HTTP://WWW.ENBW.COM/COMPANY/THE-GROUP/ABOUT-US/INTEGRATED-REPORTING/ENBW-REPORT-2012/INDEX.HTML>, PÁGINA 47.

10 PGE GROUP, "ANNUAL REPORT 2012", <HTTP://WWW.GKPGE.PL/MEDIA/PDF/MNGMNT_BOARD_CONSOLIDATED_REPORT_PGE.CG_2012.PDF>, PÁGINAS 41, 52 Y 56. LA PRODUCCIÓN DE BIOMASA ASCENDIÓ A 1,5 TWH, DE LAS CUALES 0,5 TWH ERAN INDEPENDIENTES Y 1,0 TWH ERAN DE CENTRALES DE LIGNITO/CARBÓN.