

# CO<sub>2</sub>-freier Strom mit Finanzierungsproblem

**EUROPA** Ohne eine Änderung des Marktdesigns spielen fixkostenlastige Erzeugungsarten wie Wind-, Solar-, Nuklear- und Wasserkraft ihre Kosten kaum ein.

DIETEGEN MÜLLER, Frankfurt

Der europäische Strommarkt ist in prekärer Lage. Immer wieder greifen Netzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität ein. Und immer mehr wachsen Zweifel, dass der Stromkassa- und Terminmarkt geeignet ist, eine CO<sub>2</sub>-arme oder -freie Versorgung angemessen zu finanzieren. Auch Energiemarktexperte Jan Horst Keppler von der Wirtschaftsuniversität Paris-Dauphine bemängelt das Marktdesign im Gespräch. Für Investoren, die Versorgeraktien halten, ist dies eine relevante Erkenntnis.

Die Sonnenfinsternis von Freitag, die einen Stresstest für den Markt brachte, aber glimpflich ausging, ist da nur eine Randnotiz. Inzwischen ist auch der deutschen Regierung klar, dass das Marktdesign verändert werden muss. Unklar ist nur, wie weitgehend und welche Anpassungen Finanzen und Ressourcen schonen. Denn Backup-Kapazitäten werden nur selten gebraucht und verdienen in der Zeit, in der sie laufen, ihre Kosten kaum oder nicht (vgl. Grafik). Dagegen hält die Strombörse EEX ein völlig neues Marktdesign für nicht notwendig, sie wünscht sich stattdessen eine stärkere Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage und eine bessere internationale Vernetzung.

Das Energiewirtschaftliche Institut der Uni Köln (EWI), von den Versorgern Eon und RWE unterstützt, bezweifelt aber, dass

die Flexibilisierung der Nachfrage – die Abschaltung von Verbrauchern bei drohender Netzüberlastung – genügt. Auch Keppler glaubt, dass bei weiter steigendem Solar- und Windanteil die Netzstabilität nur via Backup-Kapazitäten garantiert werden kann. Um das Emissionsreduktionsziel zu erreichen, müssten dies vornehmlich Wasserkraft und Kernenergie sein.

Über Höhe und Ausgestaltung der Vergütung von Backup-Kapazitäten wird erbittert gerungen, mit offenem Ausgang. Dies macht europäische Versorger, die viel fixkostenlastige Erzeugung im Portfolio haben, risikoreich. Je nachdem, wie Reservekapazitäten künftig finanziert werden, könnte sich auf Sicht von fünf bis zehn Jahren aber Aufwärtspotenzial abzeichnen. Ein möglicher Profiteur wäre das konventionelle Stromerzeugungsgeschäft, das Eon 2016 abspalten will. Bisher sieht es aber danach aus, dass nationale Alleingänge unkoordinierte Kapazitätsmärkte schaffen, die Trittbrettfahrerprobleme mit sich bringen. Prinzipiell könnte dabei auch die Schweiz in einen europäischen Kapazitätsmarkt integriert werden.

## «Niemals wettbewerbsfähig»

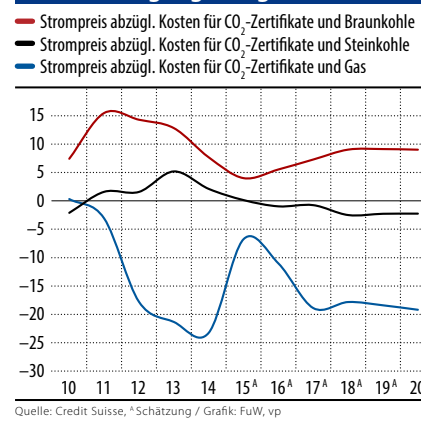
Gemäss Keppler lassen sich heute fixkostenlastige Erzeugungsformen wie Solar- und Windkraft, aber auch Kernkraft, Gas- und Wasserkraft, teils gar Kohlekraft, nicht via Marktpreise refinanzieren. Der frühere

Chefvolkswirt der OECD-Nuklearagentur AEN sagt, Renewables wie Wind- und Solarkraft würden «niemals auf einem liberalisierten Markt wettbewerbsfähig sein». Im heutigen sogenannten Energy-only-Markt, wo nur gelieferter Strom bezahlt wird, setzen nur die variable Kosten den Preis. «Low-Carbon-Technologien haben aber keine oder kaum variable Kosten und brauchen andere Marktmechanismen, damit in sie investiert wird», sagt Keppler.

Solar- und Windenergie finden sich so im selben Boot wie Kern- und Wasserkraft – wobei Erstere mehr politischen Rückenwind haben. Gegen die Staatshilfe für den Bau zweier neuer AKW-Blöcke in Hinkley Point (UK) klagt nun der Ökostromanbieter Greenpeace Energy wegen Wettbewerbsverzerrung. Die EU-Kommission hatte die vom britischen Staat garantierten Abnahmepreise mit dem Argument des Marktversagens knapp genehmigt.

Keppler sieht darin keine fragwürdige Subvention, sondern Ausdruck fehlender Investitionsanreize für fixkostenlastige Erzeugung. Der schwedische Versorger Vattenfall argumentiert ähnlich. Der Wasserkraft- und AKW-Betreiber sagt, das heutige Marktdesign sei geeignet für die tägliche optimale Verteilung des Stroms. Doch es biete keine Anreize für Investitionen in fixkosten- und emissionsarme Kapazitäten. Durch den Zubau von Solar- und Windkraft sind ferner die Preise unter Druck geraten und Preisdifferenzen zwi-

## Stromerzeugungsmargen



schon Spitzen- und Grundlast geschwunden. Dies trifft auch Schweizer Wasserkraftwerke (vgl. Text rechts).

Marktpuristen wenden ein, auf den in Europa gängigen Energy-only-Märkten würden sich in Knappheitsphasen hohe Preise herausbilden, die Anreize zum Bau etwa von Gaskraftwerken setzen. Die Realität ist aber eine andere. Nur wenige Male erreichte der Preis an den Strombörsen EEX hohe Werte. Und es gilt eine Preisobergrenze. Für Keppler, der den von der EEX-Beteiligung Epex Spot unterstützten Lehrstuhl für Europäische Strommärkte (CEEM) an der Uni Paris-Dauphine leitet, wird Strom deshalb kein homogenes Gut mehr sein. Künftig werde er auf verschiedenen Märkten angeboten werden müssen, etwa auf Strom-, Kapazitäts- oder Systemdienstleistungsmärkten.

## Ausweg Langfristverträge?

Einen Ausweg, um Anreize für Investitionen in CO<sub>2</sub>-freie Erzeugungsformen zu schaffen, sieht der Experte in Langfristverträgen auf Basis von Durchschnittskosten. Ob da Subventionselemente einfließen könnten, sei eine Frage der Kostenrechnung und der Aufsicht. Pumpspeicherwerke könnten etwa für Systemdienstleistungen vergütet werden, sagt Keppler. Auch das EWI Köln sieht eine Möglichkeit, die System mit sogenannten Versorgungssicherheitsmärkten stabiler zu machen. Dort würden in Verträgen Verfügbarkeitsoptionen von Stromproduzenten zum vorab festgelegten Ausübungspreis ausgegeben.

Wie der Strommarkt in fünf Jahren aussieht, ist kaum prognostizierbar. Viel deutet darauf hin, dass sich CO<sub>2</sub>-freie Erzeugungsformen wie Nuklear und Wasserkraft im selben Boot wie Wind und Solarenergie finden werden. Da ungeklärt ist, wie diese Technologien refinanziert werden können, dürfte die Investitionsbereitschaft im Strommarkt gering bleiben. Am einen oder anderen Ort könnten unangenehme Überraschungen warten. Stromkonumenten dürften eher steigende Preise sehen. Und die Risiken von Instabilität im Strommarkt dürften ebenfalls zunehmen.

## Förderspirale

Der Vorschlag eines Wasser-Rappens durch Alpiq-Chefin Jasmin Staiblin ist die jüngste Wendung in der Diskussion, wie es mit der kriselnden Schweizer Wasserkraft weitergehen soll. Jeder Stromkonsument solle einen Rappen pro Kilowattstunde (kWh) zahlen, zum Beispiel auf zehn Jahre befristet, lautet die Forderung. Bei einem Stromverbrauch von rund 60 Mrd. kWh entspräche dies einer Belastung von 600 Mio. Fr. pro Jahr. Bereits im Nationalrat aufgegleist wurden Investitionshilfen für neue Grossprojekte von 600 Mio. Fr. Auch die direkte Begleichung der Wasserzinsen durch die Verbraucher statt durch die Produzenten wird von Vertretern der Strombranche angeregt.

Die Schweiz leistet sich mit der Kosten-deckenden Einspeisevergütung (KEV) aber bereits eine kostspielige Förderung von Solar- und Windenergie. Ab 2017 sollen die Zuschläge für Verbraucher gemäss Energiestrategie 2050 jährlich 1,4 Mrd. Fr. betragen, inklusive Massnahmen für Wasserkraft.

Zwar seien nicht alle Wasserkraftanlagen unrentabel, erklärt Oliver Breig von der Energieberatung EnAdvice. Bei Produktionskosten von 6,3 Rp. je kWh, einem Marktpreis von 4,5 Rp. je kWh und einer Produktion von 36 Mrd. kWh ergebe sich aber ein kalkulatorisches Defizit der Branche von jährlich rund 650 Mio. Fr. Und da der Marktpreis in Euro bestimmt werde, stehe er 2015 weiter unter Druck. «Ein Teil des Defizits fällt jedoch nicht an, weil die im Vergleich zum Marktpreis höheren Produktionskosten an die gebundenen Stromkunden in der Schweiz weitergegeben werden dürfen», sagt Breig.

Allerdings gibt es Potenzial, die Betriebskosten zu senken. EnAdvice schätzt dieses auf bis zu 20% der Gesamtkosten bzw. 1,2 Rp. pro kWh. Das jährliche Einsparpotenzial liege somit schweizweit in einer Grössenordnung von 400 Mio. Fr., heisst es.

Die Denkfabrik Avenir Suisse kritisiert die Subventionspläne für Wasserkraft. «Tiefe Strompreise signalisieren ein Kraftwerksüberangebot. Warum soll die Schweiz neue Kraftwerke bauen, statt von tiefen Marktpreisen zu profitieren?», fragt Energieexperte Urs Meister. Wenn es um die Versorgungssicherheit gehe, seien Wasserkraftwerke zudem nicht die erste Wahl. Wasserkraft sei vor allem im Sommer verfügbar, Stromknappheit trete aber am ehesten im Winter auf. «In solchen Situationen sind fossile Kraftwerke und Importe verlässlicher», sagt er.

Und für die Förderung CO<sub>2</sub>-armer Technologien gebe es günstigere Wege. «Oft weisen beispielsweise Onshore-Windkraftwerke, vor allem im Ausland, tiefere Durchschnittskosten auf als neue Grosswasserkraftwerke. Gerade deshalb sei es nicht sinnvoll, eine neue technologiespezifische Subvention für Wasserkraft zu schaffen. CC



Ohne Staatshilfen nicht möglich: Der AKW-Neubau in Hinkley Point (Grossbritannien) von EDF Energy für geschätzte 34 Mrd. €.

## Vor einer Besserung der Lage wird es wohl erst noch schlechter

**EUROPA** Versorgeraktien bieten hohe Dividendenrenditen. Aber die Risiken sind nicht zu unterschätzen, da die Kapitalkosten kaum oder nicht verdient werden.

Insolvenzszenarien werden um die deutschen Versorger herumgereicht. Nicht, weil sie akut wären – die Liquiditäts- und Solvenzlage von Eon und RWE ist nicht angespannt. Aber die hohe Verschuldung beider Konzerne könnte zum Problem werden, wenn die Profitabilität im Kerngeschäft der Stromerzeugung weiter erodiert. Weil bis 2022 alle deutschen AKW vom Netz genommen werden müssen, kommen hohe Rückbaukosten auf die Betreiber zu. Dafür wurden gemäss den Versorgern genügend Rückstellungen gebildet. Doch diese sind grossteils im Anlagevermögen enthalten. Sein Wert sinkt, weil die Stromerzeugung nicht mehr den früheren Cashflow erwirtschaften kann.

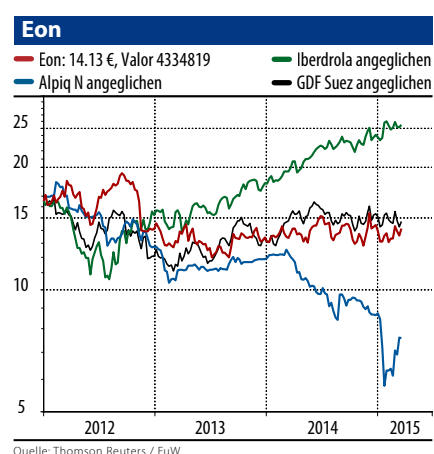
Trifft die Analyse des Strommarktexperten Jan Horst Keppler (vgl. Haupttext) zu, werden ohne Änderung des Marktdesigns die fixkostenlastigen Erzeugungstechnologien, wie Eon und RWE sie in grossem Stil im Portfolio haben, ihre Kapitalkosten nicht mehr einspielen können. Die Branche wird damit noch mehr

als früher zum Spielball widersprüchlicher politischer Entscheide. Die Frage ist, wie und in welchem Masse die Ex-Monopolisten mit ihrem Kraftwerkpark die Kapitalkosten verdienen können.

## Deutsche AKW-Nöte

Da deutsche Versorger zusätzlich die AKW-Rückbaukosten stemmen müssen, bleiben sie aus Anlegersicht weiter unattraktiv. Auch sind sie nicht gerade günstig: Eon erreichen ein Kurs-Buchwert-Verhältnis (KBV) von 1,1 und eine Dividendenrendite 2015 von 3,9%, RWE von 2,2 und 4%. Ihre Situation dürfte sich wohl erst noch einmal verschlechtern, bis dann mehr politische Unterstützung für konventionelle Backup-Kapazitäten kommen könnte. Dass dies aus Sicht eines effizienten Marktes ideal sein wird, darf bezweifelt werden. Die geplante Aufspaltung von Eon in einen Renewables- und Vertriebs- teil sowie einen Teil für die konventionelle Stromerzeugung ist eine Wette darauf.

Prinzipiell hat der Stromerzeugungsteil gute Aussichten, wenn Kohle- und Gaskraftwerke eine höhere Vergütung erhalten, weil sie Systemstabilität garantieren. Doch die Unwägbarkeiten sind enorm gross. Unklar sind auch die Erfolgsaussichten der Schadenersatzklagen gegen Deutschland. Value-Investoren setzen auf



Eon, doch ist viel Risikofähigkeit und Geduld gefragt. Auch das diese Woche ruckartig gewordene Interesse einer Investorengruppe aus Abu Dhabi für einen 10%-Anteil an RWE ist kein Kaufgrund.

Auch die Valoren von Schweizer Versorgern bergen Risiken. Sie leiden ebenso wie ihre deutschen Branchennachbarn unter Preisverwerfungen, die konventionelle Produktion belastet. Dank regulierten Erträgen konnte sich zuletzt aber BKW (0,7/4,8%) positiv absetzen (vgl. Seite 11).

Besser stehen Versorger da, die international breiter diversifiziert sind oder etwas bessere Rahmenbedingungen haben. Dazu zählen spanische und britische Versorger. Die Grossbank CS erwartet zudem, dass vom Emissionshandel Rückenwind kommen dürfte. Die EU hat die Schaffung einer Marktreserve für überschüssige CO<sub>2</sub>-Zertifikate gebilligt. Der Preis für Emissionsrechte dürfte gemäss CS in den nächsten Jahren Richtung 15 bis 20 € pro Tonne (t, derzeit ca. 6 €/t) steigen. Je 10 €/t Preisanstieg würde dies den Stromgrosshan-

delspreis 7 bis 8 €/Megawattstunde erhöhen. Überproportional profitieren CO<sub>2</sub>-arme Versorger wie Verbund (KBV: 1,2, Rendite 2015: 1,8%), GDF Suez (0,9/5,6%) oder Eon (1,1/3,9%). RWE (2,2/4%) und CEZ (1,3/4,8%) würden stärker belastet.

## Dividendsicherheit wichtig

Da hohe Dividendenrenditen das Hauptanlageargument für den nicht mehr günstigen Sektor bilden, empfiehlt es sich, Titel zu meiden, bei denen eine Kürzung drohen könnte. Gemäss CS sind dies Centrica (KBV: 4,7/7%), Gas Natural (1,5/4,3%), National Grid (2,5/4,9%) und RWE (2,2/4%).

Enel (1,1/4%) hat diese Woche mitgeteilt, die Dividende über die nächsten fünf Jahre durch Fokussierung auf Schwellenländer, Renewables und Systemdienstleistungen steigern zu wollen. Eher Aufwärtsmomentum sieht die Grossbank bei Iberdrola (KBV: 1,1/4,5%) und GDF Suez (0,9/5,6%) sowie bei dem angeschlagenen Versorger Drax (1/5%). DM