



# Standpunkt

## Deutschland

## Energiewende 2.0 – Wettbewerbsfähigkeit nicht riskieren

26. November 2013

David Folkerts-Landau  
Group Chief Economist

Editoren  
Gilles Moec  
Head of European Economic Research

Barbara Böttcher  
Head of European Policy Research

Stefan Schneider  
Chief German Economist

Deutsche Bank AG  
DB Research  
Frankfurt am Main  
Germany  
E-Mail: [marketing.dbr@db.com](mailto:marketing.dbr@db.com)  
Fax: +49 69 910-31877

[www.dbresearch.de](http://www.dbresearch.de)

Die hart erarbeitete Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands ist bedroht. In den frühen 2000ern, als Deutschland noch als „kranker Mann Europas“ galt, hat das Land erfolgreiche Anstrengungen unternommen, um die Kosten des Faktors Arbeit zu senken. Nun gilt es, die Kosten eines anderen Inputfaktors – Energie – zu kontrollieren, damit Deutschlands Status als Exportmacht nicht durch steigende Energiepreise gefährdet wird und seine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den USA und dem Rest der Welt erhalten bleibt. Die Strompreise für industrielle und private Endkunden sind in Deutschland seit 2007 um rd. 20 bis 40% gestiegen; damit zählen sie zu den höchsten in Europa. Dies ist die Folge der politischen Entscheidung, Deutschland in eine CO<sub>2</sub>-arme Volkswirtschaft umzuwandeln. Die Subventionen für erneuerbare Energien belaufen sich 2014 auf ca. EUR 23,6 Mrd.

Deutschland bezieht schon 23% seines Stroms aus Erneuerbaren, und ein weiterer Ausbau könnte die Wettbewerbsfähigkeit langfristig erhöhen. Aktuell muss die Industrie hierzulande jedoch zweieinhalbmal so viel für Energie bezahlen wie in den USA. Als Folge fallen Standortentscheidungen energieintensiver Industrien zunehmend gegen Deutschland aus. So wird Europa laut IEA bis zum Jahr 2035 einen Marktanteilsverlust beim Export energieintensiver Produkte von 10%-Punkten hinnehmen müssen. Hohe Strompreise sind vor allem für den deutschen Mittelstand ein Risiko, da er – anders als global agierende Unternehmen – oft über weniger Ausweichmöglichkeiten verfügt. Der Ausbau der Erneuerbaren ist ein erstrebenswertes Zukunftsziel. Das bisherige Förderregime gefährdet jedoch zunehmend die deutsche Wettbewerbsfähigkeit. Bei unveränderter Förderpolitik werden über EUR 100 Mrd. zusätzliche Investitionen benötigt, um die 2020-Ziele zu erreichen. Infolgedessen würde die EEG-Umlage für alle nichtbefreiten Kunden bis 2020 um ca. 50% ansteigen. Sollten die EEG-Umlage und die umlagebefreite Eigenerzeugung weiter ansteigen, würde dies zu immer schneller steigenden Strompreisen für nichtbefreite industrielle und private Kunden führen.

Um dies zu verhindern, muss die Energiewende effizienter gestaltet werden. Wir begrüßen das Vorhaben der Politik, neue Eigenverbrauchsanlagen mit einer Mindestumlage zu belegen. Um einem dauerhaften Anstieg der EEG-Umlage entgegenzuwirken, sollte die Förderung von erneuerbarem Strom in marktwirtschaftliche Preis- und Mengenmechanismen überführt werden. Die Ausnahmeregelungen bei der EEG-Umlage sind zu verschärfen; energieintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb müssen befreit bleiben.

Damit Deutschland eine Exportmacht bleibt, ist eine Energiewende 2.0 nötig; diese soll die Effizienz des momentanen Systems verbessern und Marktmechanismen für zukünftige Energie-Preisgestaltungen einführen. Nur durch diese Maßnahmen werden energieintensive Unternehmen im Wettbewerb mit ausländischen Konkurrenten möglichst gleichen Rahmenbedingungen unterliegen.

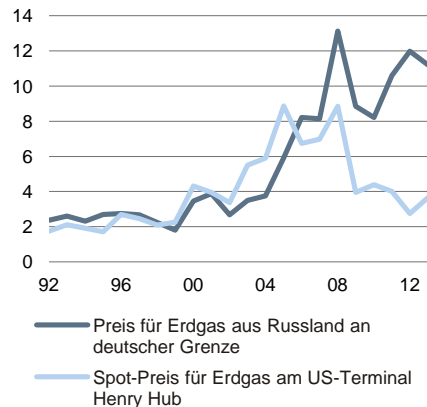


## Energiewende 1.0 mindert Wettbewerbsfähigkeit

### Erdgas in den USA viel billiger als in Deutschland

1

USD pro Million metrische BTU

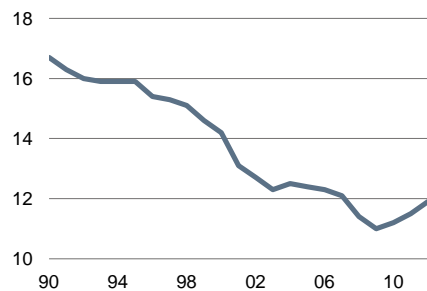


Quelle: IWF

### Industrie gewinnt in den USA zuletzt wieder an Bedeutung

2

Anteil des Verarbeitenden Gewerbes am BIP, %

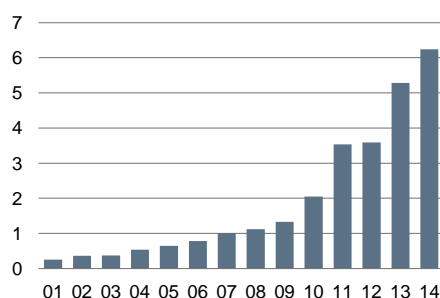


Quelle: Bureau of Economic Analysis

### EEG-Umlage steigt stark

3

Ct/kWh



Quelle: BMU

Die deutsche Energiepolitik legte seit Ende der 1990er Jahre ein Hauptaugenmerk auf den Auf- und Ausbau erneuerbarer Quellen sowie – ganz allgemein – auf das Umweltziel im energiepolitischen Zieldreieck (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit). Daraus resultiert letztlich der heutige Zielkonflikt zwischen der Finanzierung der steigenden Kosten der Energiewende und dem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Da die Weltleitenergie, das Erdöl, bis in die späten 2000er Jahre überaus günstig war und auch den Erdgaspreisanstieg dämpfte, war es nachvollziehbar, die Ziele Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Energieversorgung etwas niedriger zu gewichten. Die EU-weite Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes trug ebenfalls zunächst zu dieser Priorisierung bei, da sie in den Anfangsjahren den Wettbewerb stimulierte und preisdämpfend wirkte.

Seit wenigen Jahren befindet sich die globale Energiewelt aber in einem kolossalen Wandel. Der in den USA gestartete Trend zu unkonventionellem Erdgas und auch Erdöl drückt dort auf praktisch alle Energiepreise. Dies entlastet in Nordamerika die privaten Verbraucher und stärkt dessen Industrie. Längst wird nicht mehr nur von der „Re-Industrialisierung“ in den USA gesprochen, sie findet auch statt; so ist der Anteil der Industrie am BIP in den letzten Jahren wieder gestiegen. Deutsche Unternehmen investieren zunehmend in den USA, auch wegen der dort niedrigen Energiepreise – zuletzt auch größere Chemiekonzerne. In ihrem aktuellen World Energy Outlook erwartet die Internationale Energieagentur (IEA), dass der Kostenvorteil der USA gegenüber Europa bis 2035 anhalten wird.

#### Das EEG in Kürze

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist das wichtigste Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien im deutschen Strommarkt.

Das EEG garantiert die bevorzugte Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren ins Stromnetz (Einspeisevorrang).

Ferner erhalten die Erzeuger von Strom für die Zeit von 20 Jahren eine garantierte Vergütung für den eingespeisten Strom (EEG-Umlage); dadurch werden Investitionen in Erneuerbare betriebswirtschaftlich rentabel.

Die EEG-Umlage wird auf den Strompreis aufgeschlagen; Risiken für Investitionen in Erneuerbare werden somit faktisch auf die Stromkunden übertragen.

Die Höhe der EEG-Umlage unterscheidet sich in Abhängigkeit von den verschiedenen Formen erneuerbarer Energien und weiteren Kriterien (z.B. Standort oder Größe der Anlage).

Grundsätzlich gilt, dass die EEG-Umlage umso höher ist, je höher die Stromgestehungskosten der einzelnen Erneuerbaren sind.

Es existieren viele Ausnahmeregelungen von der EEG-Umlage; sehr energieintensive Unternehmen zahlen eine stark reduzierte Umlage; auch die Eigenerzeugung ist bislang von der EEG-Umlage befreit.

Bei privaten Haushalten und der Mehrzahl der gewerblichen Kunden fällt die volle EEG-Umlage an. Der Einspeisevorrang für Erneuerbare führt dazu, dass in wind- und/oder sonnenreichen Phasen konventionelle Kraftwerke zurückgefahren werden müssen, was deren jahresdurchschnittliche Auslastung und Rentabilität senkt.

Zudem hat das EEG zu einer gegenläufigen Entwicklung bei den Strompreisen geführt: Durch die äußerst niedrigen Grenzkosten der Erneuerbaren und den Einspeisevorrang sinken die Strompreise an Strombörsen wie der EEX, weil dort die Preisbildung nach dem Grenzkostenprinzip erfolgt (Merit-Order-Effekt). Dagegen steigen die Stromkosten für die meisten Endkunden, weil die EEG-Umlage auf den Strompreis aufgeschlagen wird, mit der die Investitionskosten der Erneuerbaren finanziert werden.

In den ersten Jahren nach Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 war die Kostenbelastung für die deutsche Wirtschaft noch erträglich. Seit Ende der letzten Dekade hat das EEG jedoch dazu beigetragen,

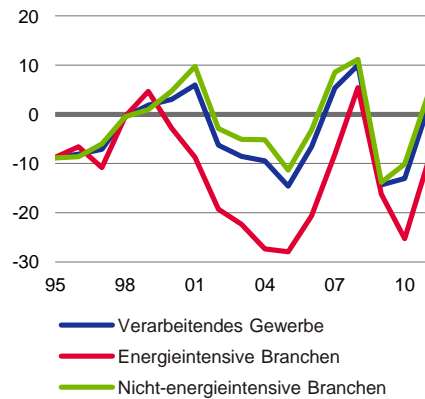


## Energiewende 2.0 – Wettbewerbsfähigkeit nicht riskieren

Energieintensive Branchen fahren Anlagen auf Verschleiß

4

Anteil der Nettoanlageinvestitionen an den Bruttoanlageinvestitionen, %

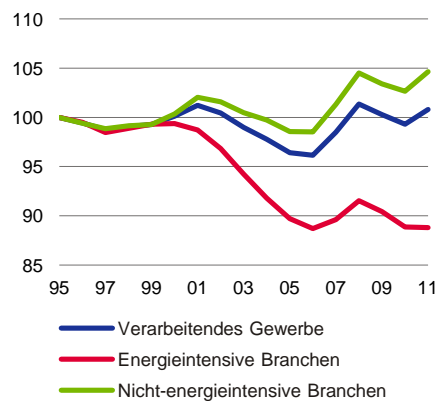


Quelle: Statistisches Bundesamt

Nettoanlagevermögen sinkt in energieintensiven Branchen

5

Nettoanlagevermögen, 1995=100

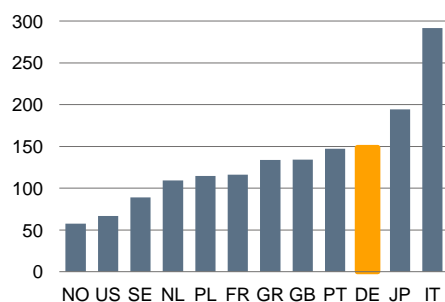


Quelle: Statistisches Bundesamt

Elektrizitätskosten für die deutsche Industrie relativ hoch

6

USD pro MWh, 2012



Quelle: IEA

dass die Strompreise in Deutschland sprunghaft gestiegen sind; gleichwohl kommen einige energieintensive Unternehmen in den Genuss von strompreisdämpfenden Sonderregelungen. Gleichzeitig sind in den meisten EU-Ländern die Strompreise deutlich niedriger als in Deutschland, sogar ohne den Vorteil unkonventioneller Erdgasvorkommen. Hierzulande würde die Energiewende – ohne grundlegende Reform – in den nächsten Jahren die deutschen Elektrizitätspreise weiter in die Höhe treiben und damit die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen verschlechtern – vom Mittelstand bis hin zu den industriellen Großunternehmen. Soeben wurde die EEG-Umlage für 2014 auf 6,24 Cent/kWh von 2013 5,28 Cent/kWh (2012: 3,27 Cent/kWh) erhöht. Die Förderung/Subvention der Erneuerbaren in Deutschland beträgt damit mittlerweile EUR 20 Mrd. pro Jahr; eine Reform vor allem des EEG ist damit überfällig.

Für das Gelingen der Energiewende sind zudem konventionelle Kraftwerke in der Transformationszeit, der rasche Ausbau des Fernstromnetzes für Transporte des Windstroms von Nord- nach Süddeutschland sowie der Speicherausbau notwendig.

Die neue große Koalition ist gut beraten, sich den Herausforderungen rund um die Energiewende und die steigenden Energiekosten in Deutschland rasch zu stellen und die nötigen Reformen vorzunehmen. Ein wichtiger Beleg für die oft übersehene Dringlichkeit sind die Investitionsvorhaben in der Wirtschaft. Hier zeigt sich die gestiegene und um sich greifende Verunsicherung rund um die künftige Energiepolitik. Derzeit überproportional steigenden Energiekosten am Produktionsstandort Deutschland ist dringend ein Ende zu bereiten. Ansonsten droht insbesondere bei energieintensiven Branchen oder auch einzelnen Großemittenten im Falle anstehender Investitionsvorhaben eine Standortwahl jenseits von Deutschland oder gar Europa; mit negativen ökonomischen Effekten für Deutschland (z.B. Arbeitsplatzverluste) und häufig negativen ökologischen Folgen (u.a. höheres Transportaufkommen, niedrigere Umweltstandards außerhalb Europas). Die Statistik der letzten Jahre belegt, dass es sich hier keineswegs um ein pessimistisches Zukunftsszenario rund um künftige Energiekostenanstiege handelt, sondern dass sich eine solche Entwicklung bereits seit Jahren andeutet und immer mehr an Relevanz gewinnt (s. Grafiken 4 und 5). Trotz teilweise vergünstigter Strompreise in Deutschland investieren gerade energieintensive Branchen spürbar weniger in den Erhalt ihrer Fertigungsanlagen. Seit Mitte der 1990er Jahre waren die Nettoanlageinvestitionen der energieintensiven Industriezweige lediglich in zwei Jahren positiv, d.h. es wurde zugebaut. Nach Schätzungen der IEA wird die EU bis zum Jahr 2035 einen Marktanteilsverlust beim Export energieintensiver Produkte von 10%-Punkten hinnehmen müssen.

Unterm Strich dürfte die (erwartete) Verteuerung von Energie in Deutschland sicherlich ein wesentlicher Grund für die Investitionszurückhaltung sein. Denn wenn ein (energieintensives) Unternehmen eine Investition tätigen will, aus der es 20 oder 30 Jahre Nutzen ziehen möchte, sind die Erwartungen hinsichtlich der Energiepreise, aber auch der Versorgungssicherheit sowie der Verlässlichkeit der energiepolitischen Rahmenbedingungen ein entscheidender Faktor. In dieser Hinsicht schneidet Deutschland derzeit schlecht ab. Überdies hätte eine hohe Kostenbelastung energieintensiver Betriebe auch negative Auswirkungen auf nachgelagerte Branchen, die selbst nicht energieintensiv produzieren (z.B. Automobilindustrie, Maschinenbau, Elektrotechnik) oder die zum Teil sogar Produkte für das Gelingen der Energiewende herstellen. Ein Vorteil Deutschlands, nämlich die vertikale Integration der industriellen Wertschöpfungskette, die ein wesentlicher Erfolgsfaktor bei der Bewältigung der jüngsten Wirtschaftskrise war und ist, geriete bei einer übermäßigen Belastung der energieintensiven Branchen in Gefahr.



## Ausweichmöglichkeiten für Mittelstand limitiert

Zumeist global agierende Großunternehmen aus Deutschland haben einen doppelten Vorteil bei der Reaktion auf die kostenmäßigen Herausforderungen der Energiewende. Erstens verfügen sie, dank langjähriger Erfahrung im Auslandsgeschäft und auf den Exportmärkten, über einen Know-how-Vorsprung. Deshalb fällt es ihnen leichter, die Fertigung ganz oder teilweise ins Ausland zu verlagern bzw. dort zu investieren, um die hohen Energiekosten zu Hause zu umgehen. Zweitens bietet sich gerade ihnen auch die Möglichkeit, Elektrizität in Deutschland selbst – zumeist „vor Ort“ – zu erzeugen; dies geschieht sowohl auf Basis fossiler als auch erneuerbarer Energieträger. Die Kombination von Eigenerzeugung und Eigenverbrauch kann von mehreren Umlagen und Steuern befreit werden. So entfallen grundsätzlich die Konzessionsabgaben, Netzentgelte, die KWK- sowie die Offshore-Umlagen.

Überdies entfallen in bestimmten Konstellationen die Mehrwertsteuer und bei Stromerzeugungsanlagen kleiner 2 MW die Stromsteuer. Per Saldo – so Prognos – sind die vermiedenen Kosten für den Strombezug mittlerweile in etwa doppelt so hoch wie die entgangene EEG-Einspeisevergütung. Bei den großen Elektrizitätsverbrauchern entsprechen die Umlagen durchaus dem Elektrizitätsbezugspreis.

Mittelständler haben grundsätzlich weniger Anpassungsmöglichkeiten rund um Auslandsproduktion oder Energieeigenversorgung. Das macht sie anfälliger für die steigenden Kosten der Energiewende. Je mehr Stromverbraucher durch Ausnahmeregelungen und/oder aufgrund eigener Stromerzeugung von der EEG-Umlage und sonstigen Belastungen (z.B. Netzentgelte) befreit werden, desto höher fallen die Kosten für alle anderen Verbraucher aus. Die Gefahr einer sich selbst verstärkenden Wechselwirkung ist offensichtlich. Insofern hat auch der steigende Eigenverbrauch merkliche Kosteneffekte für die Allgemeinheit zur Folge. Die meisten „Selbstversorger“ in Deutschland sind aber keineswegs völlig unabhängig vom deutschen Stromnetz. Wenn die Sonne nicht scheint oder der Wind nicht weht, fließt in der Regel über das allgemeine Stromnetz Elektrizität an die Selbstversorger. Wenn aber eine kleiner werdende „Allgemeinheit“ die Systemkosten für eine steigende Zahl von Eigenverbrauchern tragen muss, kommt dies einer Entsolidarisierung unter den Stromverbrauchern gleich, die betriebswirtschaftlich nachvollziehbar ist. Es ist ökonomisch sinnvoll, die Selbstversorger und nicht die Allgemeinheit für die teuren Anschlussleitungen aufkommen zu lassen. Ferner könnte eine „Besteuerung“ des Eigenverbrauchs oder eine pauschale Netzabgabe das zuvor skizzierte Dilemma abmildern. Dieses Problem ist möglichst sofort anzugehen, da schon heute etwa 10% der in Deutschland erzeugten Elektrizität selbst verbraucht werden.

Die jüngst erzielte Einigung in den Koalitionsverhandlungen zwischen CDU/CSU und SPD, neue Eigenverbrauchsanlagen mit einer Mindestumlage zur Grundfinanzierung der erneuerbaren Energien zu belegen, ist sinnvoll.

## Anstieg der EEG-Umlage sollte begrenzt werden

Die Strompreise für deutsche Privathaushalte und Industriekunden sind seit 2007 um rd. 20 bis 40% gestiegen und zählen zu den höchsten in Europa. Sie sind zweieinhalbmal höher als die Energiekosten vergleichbarer Unternehmen in den USA. Im selben Zeitraum ist der Börsenpreis für Strom hierzulande um 60% gefallen. Hauptgrund für den rasanten Anstieg der Strompreise ist, dass Deutschland in den letzten zehn Jahren etwa EUR 165 Mrd. in den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) investiert hat. Der EE-Anteil am deutschen



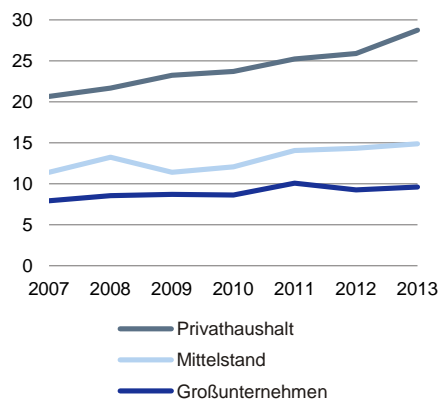


## Energiewende 2.0 – Wettbewerbsfähigkeit nicht riskieren

### Strompreisanstieg

7

Deutschland, ct/kWh



Quelle: DB Research

Strommix beträgt mittlerweile ca. 23%; die jährliche Förderhöhe hat ein Niveau von ca. EUR 20 Mrd. erreicht.

Die gegenwärtige Energiepolitik hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil der EE an der Stromerzeugung bis 2020 auf 35% zu steigern; wir rechnen allein daher mit einem weiteren Investitionsbedarf von deutlich mehr als EUR 100 Mrd. Bei unveränderter Förderpolitik droht ein Anstieg der EEG-Umlage auf ca. 9 bis 10 Cent/kWh bis 2020 (2014: 6,24 Cent/kWh) für alle nichtbefreiten Kunden.

Der absehbare Strompreisanstieg bleibt somit eine zentrale Bedrohung für den Industriestandort Deutschland. Für das 2050-Ziel, 80% erneuerbare Energien am Strommix zu erreichen, muss daher die Effizienz der Instrumente umgehend erhöht werden.

Der gesetzlich geregelte Einspeise-Vorrang mit über 20 Jahren fixierten Einspeise-Vergütungen war ein probates Mittel, um den Ausbau der EE in Deutschland voranzutreiben. Wegen der erreichten Umlagenhöhe von EUR 20 Mrd. p.a. müssen nun jedoch marktwirtschaftliche Komponenten eingeführt bzw. gestärkt werden, um damit den Anstieg der Strompreise durch Förderumlagen abzu-bremsen. Dies sollte durch das schrittweise Überführen der Erneuerbaren in marktwirtschaftliche Preis- und Mengenmechanismen erfolgen. Dabei ist unser Erachtens der Bestandsschutz für bestehende Anlagen weiterhin zu gewährleisten.

### Wahrscheinliche Ergebnisse des Koalitionsvertrages im Überblick

8

Schnelle und grundlegende Reform des EEG; Bestandsschutz für Altanlagen

Ausbaukorridor für Erneuerbare; Abbau von Überförderungen und Degression von Einspeisevergütungen; Überprüfung der Ausnahmeregelungen

Biomasse: Begrenzung des Zubaus auf Abfall- und Reststoffe

Wind: Senkung der Fördersätze für Onshore-Anlagen; Konzentration auf windreiche Standorte; Anpassung der Ausbauziele für Offshore-Anlagen

Mehr Direktvermarktung v.a. für regelbare Erneuerbare

Eventuell Übergang auf ein Ausschreibungsmodell ab 2018

Eigenstromerzeuger: Einführung einer Mindestumlage

Versorgungssicherheit: Problem erkannt, aber konkrete Maßnahmen noch vage

Netzausbau soll parallel zum Ausbau der Erneuerbaren erfolgen

„Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz“ soll dazu beitragen, die Effizienzpotenziale z.B. im Wärme- und Verkehrssektor zu heben

Relativ schnell könnte das gegenwärtig im EEG als Option verankerte Marktprämienmodell verpflichtend eingeführt werden. Danach wären alle Erzeuger verpflichtet, EE-Strom direkt zu vermarkten, z.B. an Strombörsen oder auf bilateralem Wege. Die finanziellen Unterschiede zu einer gewünschten Förderhöhe würden durch eine Marktprämie ausgeglichen. Die Marktprämien sollten technologiespezifisch sein und ein stark degressives Element enthalten (z.B. Auktionswettbewerb), um die schrittweise Überführung in eine Direktvermarktung ohne staatliche Subventionen zu motivieren. Die Anpassung der Marktprämie ist schnell und flexibel zu gestalten und sollte variabel vorgegebenen Ausbauzielen folgen (so würde z.B. beim Überschreiten einer vorher bestimmten monatlichen Zubau menge die Marktprämie automatisch fallen, um den Zubau zu verlangsamen).

Ein weitergehendes Konzept wäre, den Zubau von EE-Kapazitäten über ein Auktionsmodell nach dem Grenzkostenprinzip zu steuern (der Anbieter mit den geringsten Erzeugungskosten erhält den Zuschlag). Dabei würden alle EE-Technologien untereinander um ein festgelegtes Budget konkurrieren. In einem Zwischenschritt könnten technologiespezifische Auktionsbudgets festgelegt werden.

Einen Schritt weiter ginge eine Ausschreibung von EE-Kapazitäten im Rahmen der Entgeltregulierung von Strom- und Verteilernetzen. Investitionen in EE-Kapazitäten könnten in die „regulated asset base“ einfließen und eine vorgeschriebene Kapitalrendite (allowed return) erwirtschaften, die vom Gesetzgeber festgelegt wird. Die Netzbetreiber hätten den Anreiz, den günstigsten Anbieter einer Technologie oder von EE-Kapazitäten insgesamt zu wählen, da sie Kapitalrenditen oberhalb des regulierten Niveaus als Zusatzrendite vereinnahmen. Überrenditen würden innerhalb der folgenden Regulierungsperiode abgeschöpft (und somit Kosten des Zubaus reduziert), indem die „allowed return levels“ durch den Gesetzgeber abgesenkt werden und die Netzbetreiber so zu mehr Kosteneffizienz gezwungen werden.



## Reduktion der Ausnahmen von der EEG-Umlagepflicht nach ökonomischen Maßstäben

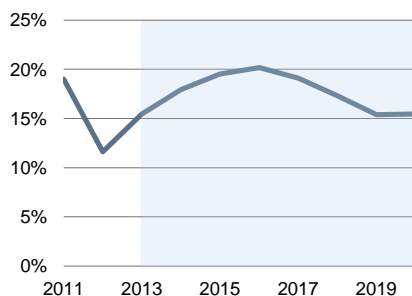
Es zeichnet sich ab, dass sich einige der oben skizzierten Maßnahmen im Koalitionsvertrag (s. Textbox) wiederfinden werden. So scheint es einen breiten Konsensus zu geben, die Zahl der Unternehmen zu reduzieren, die ganz oder teilweise von der Pflicht zur EEG- und/oder Netzzumlage befreit sind. Wir unterstützen das Konzept, eine steigende Förderlast auf mehrere Schultern zu verteilen, um damit den Anstieg der EE-Förderung für die (nicht-umlagenbefreite) Allgemeinheit zusätzlich zu limitieren. Bei der Neugestaltung der Ausnahmeregelung sollten unseres Erachtens nur Unternehmen im internationalen Wettbewerb und mit hohem Energieverbrauch (Großindustrie und auch Mittelstand) weiterhin von der EEG-Umlage befreit bleiben; die anderen dagegen sind in die Umlagepflicht zu re-integrieren. Darüber hinaus dürfte künftig marktwirtschaftlichen Prinzipien bei der Förderung erneuerbarer Energien eine größere Bedeutung beigemessen werden. Grundsätzlich soll die Überförderung einzelner Erneuerbarer vermindert werden; dies ist dringend notwendig und wird von uns befürwortet. Unter dem Strich dürften die erwarteten Maßnahmen der neuen Bundesregierung jedoch allenfalls dazu beitragen, dass der Anstieg der Strompreise künftig nur abgemildert wird. Die Kostendebatte wird also auch künftig geführt werden.

## Versorger an der Grenze der Belastbarkeit?

Reserve Marge

9

Relation Erzeugungskapazität zu Spitzenlast



Quelle: DB Research

Die Energiewende 1.0 hat bislang vor allem bei den klassischen Elektrizitätsversorgern zu Belastungen geführt. Durch die niedrigen Grenzkosten der Erneuerbaren und deren Einspeisevorrang sinken die Strompreise an der Strombörse. Konventionelle Kraftwerke müssen in wind- und/oder sonnenreichen Phasen zurückgefahren werden, was deren jahresdurchschnittliche Auslastung und Rentabilität senkt. Infolgedessen schätzen wir, dass ca. ein Drittel der konventionellen Stromerzeugungskapazität in Deutschland defizitär ist, da der Strommarkt unter einem erheblichen Überangebot an Erzeugungskapazitäten leidet – nicht zuletzt verursacht durch die stürmische Expansion der erneuerbaren Energien. Das Überangebot an Kraftwerksleistung (ausgedrückt in der „Reserve-Marge“, also der Relation von Erzeugungskapazität zu Spitzennachfrage von Strom) wird bis 2016 kontinuierlich bis auf ein Niveau von etwa 20% steigen, trotz der Abschaltung von 8GW Nuklearkapazität in den Jahren 2011/12.

Die Stromnachfrage liegt seit der Kreditkrise 2008/09 ca. 10% unter den prognostizierten Niveaus. Sie wird sich trotz des von uns erwarteten konjunkturellen Aufschwungs – wegen der steigenden Effizianz Anforderungen – gleichwohl nur unterdurchschnittlich erholen. Gleichzeitig erwarten wir einen starken Zubau an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungskapazität: 6 bis 7GW konventionelle Kapazität (8% der Spitzennachfrage) befinden sich derzeit im Bau. Wir schätzen, dass 25 bis 35GW erneuerbare Elektrizitätserzeugungskapazität bis 2020 zugebaut wird, während die „Winterreserveverordnung“ die Schließung defizitärer Kraftwerke erheblich erschwert.

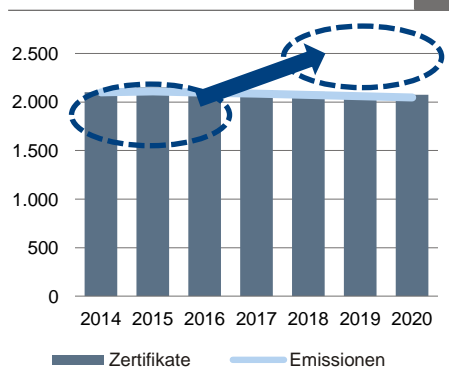
Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist ein wachsendes Überangebot an Kraftwerksleistung eine komfortable Situation. Aus Sicht der traditionellen Stromversorger hingegen sind dies Milliarden Euro an unwiederbringlichen Investitionen („sunk costs“) in nicht mehr profitable Kraftwerkskapazitäten. Steigende Kraftwerkskapazitäten verhindern eine (aus Versorgersicht) dringend erforderliche Erholung der Börsenstrompreise und Anlagenauslastung und führen zu erheblichem Druck auf die Gewinne der Versorger, welcher gravierende Bilanzprobleme zur Folge hat.



Die sog. „Winterreserveverordnung“ erschwert ein Abschalten unprofitabler Kraftwerke erheblich, da sie der Zustimmung der Bundesnetzagentur bedarf. Die Winterreserveverordnung ist zeitlich bis 2017 limitiert und wird solange die Versorgungssicherheit erhöhen (die Bundesnetzagentur wird keine Abschaltungen erlauben, die die Versorgungssicherheit gefährden könnte). Für die Zeit danach jedoch muss über ein mögliches Neudesign des Strommarktes nachgedacht werden, sodass derzeit „unprofitable“ Gaskraftwerke in Zukunft als Reservekapazität zur Verfügung stehen, um volatile erneuerbare Energien ausgleichen zu können. Wir plädieren dafür, die Zeit bis 2017 zu nutzen, sich strukturell Gedanken über die Einführung möglicher Kapazitätsmechanismen zu machen, bei denen Mitnahmeeffekte zu verhindern sind. Derartige Mechanismen würden wiederum die Bilanzen der Versorger entlasten.

## Augenmaß bei CO<sub>2</sub>-Markt-Reformen angezeigt

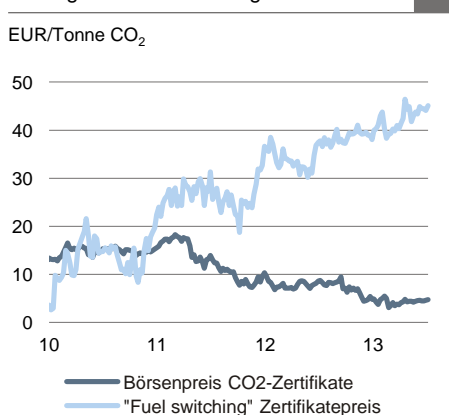
Back Loading: Zertifikate aus 2013-15 verschoben auf 2019/20



Quelle: DB Research

Parallel zur Diskussion rund um die Energiewende in Deutschland gibt es auf EU-Ebene Überlegungen, den EU-Emissionshandel (EU ETS) strukturell zu reformieren. Hintergrund der Debatte ist die Tatsache, dass es derzeit ein massives Überangebot an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten gibt. Dieses liegt laut Schätzungen der EU-Kommission bei rd. 2 Mrd. Zertifikaten, was dem Ausstoß aller am EU ETS beteiligten Branchen eines Jahres entspricht. Maßgeblich für das Überangebot ist die historisch gewachsene großzügige Zuteilung von Zertifikaten. Darüber hinaus geht die anhaltende Wirtschaftskrise in Europa mit geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen (und damit mit einer geringeren Nachfrage nach Zertifikaten) einher. Ferner war der Zufluss von Zertifikaten aus internationalen Klimaschutzprojekten in das EU ETS in den letzten Jahren größer als erwartet. Ohne strukturelle Reformen würde das Überangebot während der dritten Handelsperiode des EU ETS, die bis 2020 dauert, bestehen bleiben. Wegen des Überangebots ist der CO<sub>2</sub>-Preis seit Monaten auf einem im historischen Vergleich niedrigen Niveau; er liegt aktuell unter EUR 5 pro Tonne. Teile der Politik argumentieren, dass dieses Preisniveau nicht ausreicht, um Investitionen in CO<sub>2</sub>-arme Technologien zu stimulieren, weshalb Reformen am Instrument notwendig seien. Gleichwohl wird das vorgegebene CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel für die beteiligten Anlagen erreicht.

CO<sub>2</sub>-Preis im Vergleich zum benötigten "Fuel-Switching-Preis"



Quelle: DB Research

Um den EU-Emissionshandel zu revitalisieren (und in der Folge den CO<sub>2</sub>-Preis zumindest zu stabilisieren), strebt die EU an, die für den Zeitraum 2013 bis 2015 geplante Auktion von 900 Mio. Zertifikaten auf die Jahre 2019 bis 2020 zu verschieben (Back Loading). CDU/CSU und SPD scheinen sich im Rahmen der laufenden Koalitionsverhandlungen auf eine Unterstützung der EU-Pläne zum Back Loading verständigt zu haben. Aus unserer Sicht bliebe der Markt strukturell dennoch von einem Überangebot geprägt, was einem von der Politik erwünschten Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises Grenzen setzen würde. Um in der Stromerzeugung den politischen gewünschten Wechsel von Kohle zu Gas über das EU ETS anzureizen, wären aktuell CO<sub>2</sub>-Preise in Höhe von etwa EUR 40 pro Tonne notwendig. Ein solcher Preis ist unter den aktuellen Gegebenheiten freilich nicht realistisch (und er würde zudem zu deutlich Erhöhungen des Strompreises führen).

Weitergehende Strukturreformen, die von der EU-Kommission vorgeschlagen wurden<sup>1</sup> und die zu einem dauerhaft höheren CO<sub>2</sub>-Preise führen würden, befinden sich derzeit in der politischen Diskussion. Beispiele für diese strukturellen Maßnahmen sind eine generelle Verknappung des CO<sub>2</sub>-Angebots durch schärfere Emissionsreduktionsziele oder den permanenten Einzug von Zertifikaten aus dem EU ETS.

<sup>1</sup> Zu Details dieser Vorschläge siehe EU-Kommission (2012). Report from the Commission to the European Parliament and the Council. The state of the European carbon market in 2012. Brüssel.



## Energiewende 2.0 – Wettbewerbsfähigkeit nicht riskieren

---

Nach unserer Auffassung sollte die Politik vorerst keine weiteren Maßnahmen dieser Art unterstützen, solange Umlagen und Abgaben, die aus anderen Instrumenten wie dem EEG resultieren, erheblichen Einfluss auf die Strompreise haben. Denn merklich höhere CO<sub>2</sub>-Preise würden auch zu höheren Strompreisen führen, was die Wettbewerbsnachteile in Europa gegenüber den USA weiter verschärfen könnte.

Lars Slomka (lars.slomka@db.com, +49 69 910-31942)

Josef Auer (josef.auer@db.com, +49 69 910-31878)

Alexander Karnick (alexander.karnick@db.com, +49 69 910-31945)

© Copyright 2013. Deutsche Bank AG, DB Research, 60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht verfügt. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die in Bezug auf Anlagegeschäfte im Vereinigten Königreich der Aufsicht der Financial Services Authority unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Limited, Tokyo Branch, genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.

Druck: HST Offsetdruck Schadt & Tetzlaff GbR, Dieburg