

## Erneuerbare Energien



**Bericht** von Nils May, Ingmar Jürgens und Karsten Neuhoﬀ

Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird  
zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente

797

**Interview** mit Nils May

»Steigt man auf grüne Zertifikate um,  
steigen die Preise um 30 Prozent«

805

**Am aktuellen Rand** Kommentar von Alexander S. Kritikos

Trennende Positionen bei Zukunftsfragen

806



DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e. V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
84. Jahrgang  
27. September 2017

#### Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso  
Dr. Ferdinand Fichtner  
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.  
Prof. Dr. Peter Haan  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Prof. Dr. Lukas Menkhoff  
Prof. Johanna Möllerstrom, Ph.D.  
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Prof. Dr. Jürgen Schupp  
Prof. Dr. C. Katharina Spieß  
Prof. Dr. Gert G. Wagner

#### Chefredaktion

Dr. Gritje Hartmann  
Dr. Wolf-Peter Schill

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Dr. Franziska Bremus  
Claudia Cohnen-Beck  
Prof. Dr. Christian Dreger  
Daniel Kemptner  
Sebastian Kollmann  
Markus Reiniger  
Mathilde Richter  
Dr. Alexander Zerrahn

#### Lektorat

Dr. Alexander Zerrahn

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74  
77649 Offenburg  
leserservice@diw.de  
Tel. (01806) 14 00 50 25  
20 Cent pro Anruf  
ISSN 0012-1304  
ISSN 1860-8787 (Online)

#### Gestaltung

Edenspiekermann

#### Satz

Satz-Rechen-Zentrum, Berlin

#### Druck

USE gGmbH, Berlin  
Nachdruck und sonstige Verbreitung –  
auch auszugsweise – nur mit Quellen-  
angabe und unter Zusendung eines  
Belegexemplars an die Serviceabteilung  
Kommunikation des DIW Berlin  
(kundenservice@diw.de) zulässig.  
Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.



Der DIW Wochenbericht wirft einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Er richtet sich an die Medien sowie an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

**Standard-Abo:** 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand).

**Studenten-Abo:** 49,90 Euro.

**Probe-Abo:** 14,90 Euro für sechs Hefte.

Bestellungen richten Sie bitte an [leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de) oder den DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg; Tel. (01806) 14 00 50 25, 20 Cent/Anruf aus dem dt. Festnetz, 60 Cent maximal/Anruf aus dem Mobilnetz. Abbestellungen von Abonnements spätestens sechs Wochen vor Laufzeitende

#### NEWSLETTER DES DIW BERLIN



Der DIW Newsletter liefert Ihnen wöchentlich auf Ihre Interessen zugeschnittene Informationen zu Forschungsergebnissen, Publikationen, Nachrichten und Veranstaltungen des Instituts. Wählen Sie bei der Anmeldung die Themen und Formate aus, die Sie interessieren. Ihre Auswahl können Sie jederzeit ändern, oder den Newsletter abbestellen. Nutzen Sie hierfür bitte den entsprechenden Link am Ende des Newsletters.

>> Hier Newsletter des DIW Berlin abonnieren: [www.diw.de/newsletter](http://www.diw.de/newsletter)

#### RÜCKBLIQUE: IM WOCHENBERICHT VOR 40 JAHREN

## Zur Wirtschaftslage – Konjunkturabschwächung erfordert neue Expansionsprogramme

Während der Sommermonate hat sich in den westlichen Industrieländern das konjunkturelle Klima erheblich abgekühlt. Schon zu Beginn dieses Jahres war für die europäischen Problemländer eine nur mäßige Aufwärtsentwicklung prognostiziert worden, doch bestand damals noch die Hoffnung, dass es in den konjunkturrell führenden Ländern, den USA, der Bundesrepublik Deutschland und Japan, zu einem anhaltenden und sich selbst tragenden Wirtschaftswachstum kommen könnte. Diese Volkswirtschaften hätten dann eine „Lokomotivfunktion“ erfüllen und über ihre Importentwicklung den Problemländern nicht nur eine Bereinigung ihrer Außenwirtschaftsschwierigkeiten ermöglichen, sondern auch Impulse für eine verstärkte Expansion geben können.

Gegenwärtig ist die internationale Konjunktorentwicklung dadurch gekennzeichnet, dass sich in den Volkswirtschaften, die zunächst noch stärker expandierten, ebenfalls die Konjunktur abgeschwächt. Dies ist zwar auch darauf zurückzuführen, dass ihr Auslandsabsatz schwächer als erwartet zunimmt; entscheidender sind aber binnenwirtschaftliche Faktoren. So hat sich die Investitionsnachfrage nicht in dem Maße verstärkt, wie es für einen sich selbst tragenden Wachstumsprozess notwendig gewesen wäre. Da somit eine wichtige Nachfragekomponente nicht ausreichend zunimmt und die Entwicklung der übrigen Komponenten nicht ausreichend wirkt, bleibt die Nachfrageexpansion aus, die eine verstärkte Kapazitätsausweitung herbeiführen würde. Eine pessimistische Grundeinschätzung der konjunkturellen Entwicklung, die dem vorsichtigen Unternehmerverhalten zugrunde liegt, findet sich dadurch bestätigt.

aus dem Wochenbericht Nr. 39 vom 29. September 1977

# Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente

Von Nils May, Ingmar Jürgens und Karsten Neuhoff

Die Kosten erneuerbarer Energien sind stark gefallen. Nun spielen die Finanzierungskosten neuer Anlagen eine immer größere Rolle für die Gesamtkosten der Energiewende. Dadurch wird das primäre Ziel von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien die Realisierung kostengünstiger Finanzierungsbedingungen für Investitionen. Dieser Bericht vergleicht die Auswirkungen verschiedener Politikinstrumente auf Risikofaktoren und somit auf Finanzierungskosten für Investitionen in die Energiewende. Insbesondere für so genannte grüne Zertifikate und fixe Marktprämien zeigt die Analyse – basierend auf der Auswertung einer Umfrage und auf Berechnungen – signifikante Zuschläge bei den Finanzierungskosten. Diese werden an EndkundInnen weitergegeben. Bei der Weiterentwicklung der Fördermechanismen, wie aktuell im Kontext der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie für die Periode 2020 bis 2030 diskutiert, sollten deswegen unnötige Risiken für Investoren vermieden werden, die zu höheren Finanzierungskosten führen.

Bei Investitionen in erneuerbare Energien, mit einem projizierten Volumen von europaweit 50 Milliarden Euro pro Jahr bis zum Jahr 2050<sup>1</sup> den Eckpfeilern der Energiewende, stehen die Kapitalkosten der Investition im Vordergrund – im Gegensatz zur Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern, bei der Brennstoffkosten die Hauptrolle spielen. Folglich sind die Finanzierungskosten von Investitionen für die Energiekosten insgesamt zunehmend bedeutend. Niedrige Finanzierungskosten von Investitionen in erneuerbaren Energien sind wichtig für eine kostengünstige Transformation des Energiesystems.

Die Ausgestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen und Politikmaßnahmen hat einen wesentlichen Einfluss auf die Finanzierungskosten. Je nach Design können zusätzliche regulatorische Risiken die Finanzierungskosten erhöhen, oder es Erzeugern und KundInnen erlauben, sich gegen Marktrisiken abzusichern, und somit Finanzierungskosten, und letztendlich den Strompreis, senken. Risiken werden je nach Design auf die verschiedenen Akteure aufgeteilt. Werden aber ProjektentwicklerInnen und BetreiberInnen<sup>2</sup> zu viele Risiken abgenommen, so können falsche Anreize entstehen, die zum Beispiel zu mangelhafter Qualität oder Wartung von Anlagen führen, was erhöhte Gesamtkosten verursacht. Sowohl auf deutscher als auch europäischer Ebene ist eine Kernfrage bei der zukünftigen Ausgestaltung des regulativen Rahmens, wie die Risiken aufgeteilt werden sollen, und welche Auswirkungen das auf die Gesamtkosten hat. Adäquate Politikinstrumente können den Zugang zu kostengünstiger Finanzierung erleichtern.

Dieser Bericht vergleicht die Auswirkungen verschiedener Politikinstrumente auf Risiken und Risikoallokation und somit auf Finanzierungskosten für Investitionen in die Energiewende. Dabei fokussiert sich die Analyse auf

<sup>1</sup> Cambridge Economic Policy Associates (2016): Supporting investments into renewable electricity in context of deep market integration of RES-e after 2020: Study on EU-, regional- and national-level options. Erstellt im Auftrag der Europäischen Kommission.

<sup>2</sup> Im Folgenden zusammenfassend als ProjektentwicklerInnen bezeichnet.

die institutionelle und vertragliche Form der Vergütung. Die Ergebnisse sind sowohl relevant, wenn die Höhe der Vergütungshöhe in regulatorischen Prozessen ermittelt wird, als auch, wenn sie sich aus Ausschreibungen ergibt.<sup>3</sup> Für die Analyse werden sowohl eine Befragung von MarktteilnehmerInnen zu Förderinstrumenten und -risiken in Europa ausgewertet, als auch Berechnungen zur Unternehmensfinanzierung gemacht. Insbesondere wird die Rolle von Langzeitverträgen diskutiert, denen angesichts der aktuellen Entwicklungen der energiepolitischen Vorgaben eine besondere Rolle zukommt.

### Die Risiken bei Investitionen in erneuerbare Energien haben sich verschoben

Investitionen in erneuerbare Energien unterliegen verschiedenen Risikofaktoren, die sich in Technologie- und Projektrisiken, Förderrisiken, Marktpreisrisiken und andere regulative Risiken einteilen lassen und deren relative Bedeutung sich über die Zeit verändert hat.

*Technologie- und Projektrisiken* liegen unabhängig von den politischen Rahmenbedingungen bei der ProjektentwicklerIn und sollten aus Effizienzgründen auch dort verbleiben, vor allem bei den etablierten Technologien Windkraft und Photovoltaik.

*Förderrisiken* betreffen mögliche Unsicherheiten von ProjektentwicklerInnen über Erlöse, die über den Marktwert des Stroms hinausgehen, also durch öffentliche Förderung generiert werden. Sie können durch Anpassungen der regulativen Rahmenbedingungen oder durch Preisänderungen entstehen. Geeignet ausgestaltete Förderinstrumente und Politikprozesse können solche Risiken verringern oder vermeiden und damit zusätzliche Risikoprämien bei Kapitalkosten vermeiden.

*Marktrisiken* beinhalten insbesondere die Unsicherheit über die Erlöse aus dem Stromverkauf. Stromerzeuger würden sich gerne gegen zu niedrige Preise absichern; EndkundInnen würden sich grundsätzlich gerne gegen hohe Strompreise absichern. Dazu geeignete Langzeitverträge dürfen von Haushalten nicht eingegangen werden und stellen für die meisten Unternehmen eine zu langfristige Verpflichtung dar. Förderinstrumente können als langfristige Verträge wirken und Risiken sowohl für ProjektentwicklerInnen als auch für EndkundInnen reduzieren.

Weitere *regulative Risiken* können durch die bevorstehenden Anpassungen im Strommarktdesign zur weiteren Integration von erneuerbaren Energien und zur

Kopplung von verschiedenen Sektoren entstehen. Solche Anpassungen können zu veränderten Rahmenbedingungen und damit auch Preisen und Kosten bei Prognoseabweichungen führen, oder zu differenzierteren zeitlichen oder räumlichen Preisprofilen, die mit manchen Fördermechanismen nicht abgesichert wären.

Insgesamt ist die Bedeutung der Förderung und der damit verbundenen Risiken durch die dank Lerneffekten und Innovationen starken Kostensenkungen bei Wind- und Solarenergie zurückgegangen (Abbildung 1). Im Jahr 2007 lag die übliche Vergütung für Photovoltaik bei 379 Euro pro Megawattstunde (MWh)<sup>4</sup>, wovon ungefähr zehn Prozent durch den damaligen Strompreis abgedeckt waren, und 90 Prozent auf die staatliche Förderung entfielen. Zuletzt lag die Vergütung bei nur noch 57 Euro/MWh, ungefähr zur Hälfte vom Strompreis abgedeckt. Auch bei der Windenergie an Land fiel die Vergütung zuletzt signifikant, von circa 78 Euro/MWh im Jahr 2007 auf 43 Euro/MWh.<sup>5</sup>

Während in der Vergangenheit bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für erneuerbare Energie die Stabilität der Förderung im Fokus stand, ist jetzt die Stabilität der Erlöse für den am Markt vertriebenen Strom am bedeutendsten.

### Verschiedene Förderinstrumente wirken sich unterschiedlich auf Investitionsrisiken aus

Werden lediglich ProjektentwicklerInnen betrachtet, die traditionell im Fokus der Politik standen, spielt bei der Bewertung der Förderinstrumente die Stabilität der Erlöse eine zentrale Rolle.

Unter klassischen *fixen Einspeisevergütungen* bekommen EntwicklerInnen eine fixe Vergütung für den produzierten Strom, so dass sie zwar die Risiken tragen, dass ihr Projekt an sich fehlschlägt, hinsichtlich der Vergütung aber keinen zusätzlichen Risiken ausgesetzt sind. Solche fixen Einspeisevergütungen gab es in Deutschland für Windkraft- und Photovoltaikanlagen bis Mitte 2014, und sie gelten weiterhin für kleine Anlagen.

Die *gleitende Marktpremie* wurde in Deutschland im Jahr 2012 optional und verpflichtend ab Mitte 2014 für Windkraftanlagen und größere Photovoltaikanlagen eingeführt. ProjektentwicklerInnen erhalten zusätzlich zu den Erlösen aus dem Stromverkauf eine gleitende Prämie.

<sup>3</sup> Seit 2015 wird die Höhe der Vergütung für größere Solaranlagen und seit 2017 für Windkraftanlagen über Ausschreibungen bestimmt.

<sup>4</sup> Erlöse aus der damals gültigen Vergütung für Freiflächenanlagen.

<sup>5</sup> Allerdings entspricht der Wert von 43 Euro/MWh bezuschlagten Geboten, die in den nächsten viereinhalb Jahren realisiert werden können. Somit ist davon auszugehen, dass dabei erwartete Kostensenkungen berücksichtigt sind. Alle Preise sind normiert auf den Referenzstandort und Ermittlung der durchschnittlichen Vergütung für eine Diskontierungsrate von vier Prozent.

So wird in der Regel ein vergleichbares Vergütungs-niveau wie unter der fixen Einspeisevergütung erreicht, die genauen Erlöse können aber variieren, so dass – je nach spezifischer Ausgestaltung – zusätzliche Risiken entstehen. Ziel war es, dass die ProjektentwicklerInnen bessere Prognosen über ihre (wetterabhängige) Produktion liefern, und Anreize haben für die Vermarktung ihres Strom auch in illiquiden Kurzzeitmärkten.<sup>6</sup> Allerdings entstehen hier zusätzliche Risikofaktoren über den zukünftigen Preis zu dem Energie für den Ausgleich von Prognoseabweichungen gehandelt wird („Ausgleichenergie“).<sup>7</sup>

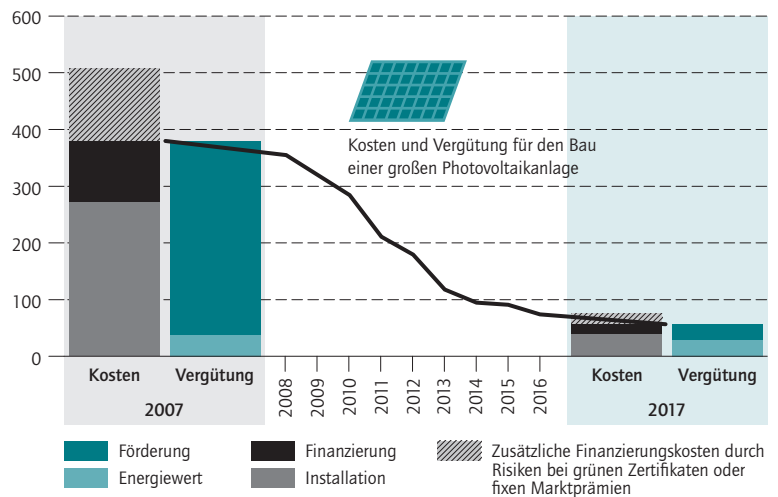
Weitere Politikinstrumente stellen der *grüne Zertifikate-handel* und die *fixe Marktprämie* dar. Dabei erhalten ProjektentwicklerInnen keine garantierte Gesamtvergütung, sondern verkaufen den Strom zum aktuellen Marktwert und bekommen zusätzlich für jede mit Wind oder Photovoltaik produzierte Megawattstunde ein grünes Zertifikat oder eine Prämie.<sup>8</sup> Wind- und Solarerzeuger sind in diesem System sowohl Unsicherheiten über den zukünftigen Strompreis als auch über den zukünftigen Wert der Zertifikate ausgesetzt. Das führt zu Risikoaufschlägen für die Finanzierung der Anlagen.<sup>9</sup>

## Empirische Analyse: Große Unterschiede in Europa bei Finanzierungskosten

Die genauen Auswirkungen der einzelnen Politikinstrumente auf die Finanzierungskosten wurden bislang meist in einzelnen Fallstudien betrachtet, da es keine Daten zu den Finanzierungskosten in Ländern mit unterschiedlichen Regimen gab. Mithilfe einer im Jahr 2014 realisierten Umfrage zu den Windkraft-Finanzierungskosten in der EU werden diese Auswirkungen genauer betrachtet.<sup>10</sup> Für die Umfrage wurden BankerInnen, ProjektentwicklerInnen, AkademikerInnen und Angestellte von Energieversorgungsunternehmen aus 23 EU-Ländern zu den Finanzierungskosten von Windkraftanlagen

Abbildung 1

### Entwicklung der Kosten- und Vergütungsstrukturen der Photovoltaik In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Darstellung der Autoren.

© DIW Berlin 2017

Der Anteil der Förderung an der Vergütung sinkt, die Bedeutung der Risikosicherung steigt.

gen an Land befragt.<sup>11</sup> So ergibt sich ein Bild der Finanzierungskosten in Europa (Karte).

Projekte in Süd- und Osteuropa haben in der Regel höhere Finanzierungskosten als solche in West- und Nordeuropa. Aber auch Länder mit ähnlichen gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen weisen Unterschiede auf. So liegen die über die Eigen- und Fremdkapital gemittelten Finanzierungskosten für Windkraftanlagen in Schweden mit 7,4 bis 9,0 Prozent deutlich über den Kosten in Deutschland (3,5 bis 4,5 Prozent), obwohl die risikofreien Zinssätze der beiden Länder im Jahr 2014 nicht so weit auseinanderlagen.<sup>12</sup> Damit länderspezifische Aspekte (über die regulatorischen Rahmenbedingungen hinaus) das Bild nicht verzerren, wird im Weiteren nur der Risikoaufschlag betrachtet, also der Betrag,

<sup>6</sup> Mit einer stärkeren Rolle von Intraday-Auktionen sind liquide Märkte sichergestellt, so dass nur noch Anreize für eine gute Prognose notwendig sind.

<sup>7</sup> Vgl. Toby Couture und Yves Gagnon (2010): An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Energy Policy, 38(2): 955-965.

<sup>8</sup> Bei grünen Zertifikaten müssen die Energieversorgungsunternehmen für jede Megawattstunde Strom, die sie an EndkundInnen abgeben, einen festgelegten Anteil an grünen Zertifikaten nachweisen, und sind somit verpflichtet, eine ausreichende Anzahl von grünen Zertifikaten mit eigenen erneuerbaren Anlagen zu erzeugen oder im Markt zu erstehen.

<sup>9</sup> Vgl. Mary Jean Bürer und Rolf Wüstenhagen (2009): Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors. Energy Policy, 37(12): 4997-5006 und Lucy Butler und Karsten Neuhoﬀ (2008): Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. Renewable Energy, 33(8): 1854-1867.

<sup>10</sup> Die detaillierte Auswertung wird in Nils May und Karsten Neuhoﬀ (2017): Financing Power – The Impact of Support Policies under Changing Regulatory Environments. DIW Discussion Paper Nr. 1684 beschrieben.

<sup>11</sup> Siehe Paul Noothout, David de Jager, Lucie Tesnière, Sascha van Rooijen, Nikolaos Karypidis (alle Ecofys), Robert Brückmann, Filip Jirouš (beide eclareon), Barbara Breitschopf (Fraunhofer ISI), Dimitrios Angelopoulos, Haris Doukas (beide EPU-NTUA), Inga Konstantinavičiūtė (LEI) und Gustav Resch (TU Wien) (2016): The impact of risks in renewable investments and the role of smart policies. DiaCore (online verfügbar, abgerufen am 21. September 2017). Das gilt insofern nicht anders vermerkt auch für alle andere Onlinequellen in diesem Bericht).

<sup>12</sup> Bei zehnjährigen Staatsanleihen lagen zu der Zeit die Zinssätze in Schweden bei 2,1 Prozent, in Deutschland bei 1,5 Prozent.

um den die Windkraft-Finanzierungskosten über den länderspezifischen risikofreien Zinssätzen liegen.

In den meisten EU-Ländern waren im Jahr 2014 für Windkraft noch fixe Einspeisevergütungen in Kraft. Italien, die Niederlande und Finnland hatten gleitende Marktprämien und Dänemark eine fixe Prämie, wobei diese wiederum Elemente einer gleitenden Prämie aufwies. Im Vereinigten Königreich, in Schweden, Polen, Belgien und Rumänien wurden ein System zum Handel grüner Zertifikate genutzt.<sup>13</sup>

### Grüne Zertifikate führen zu höheren Kosten

Für die Förderung mit grünen Zertifikaten ergibt eine Regressionsanalyse für das Jahr 2014 einen Aufschlag auf die Finanzierungskosten von 1,1 bis 1,7 Prozentpunkten. ProjektentwicklerInnen berichten in Gesprächen, dass sie langfristige Abnahmeverträge zu festen Preisen, sowohl für Strom als auch für grüne Zertifikate, mit großen Energieversorgungsunternehmen abschließen. Dass dennoch Risikoaufschläge bei den Finanzierungskosten bleiben, legt entweder eine unvollständige vertragliche Abdeckung nahe oder, dass Restrisiken verbleiben. So könnten Energieversorgungsunternehmen und ProjektentwicklerInnen nach einem Einbruch des Preises für grüne Zertifikate Vertragsanpassungen verhandeln, um die Insolvenz der ersteren zu verhindern und den zweiten zumindest einen Teil des Gegenwertes zu sichern.<sup>14</sup>

### Noch kein Unterschied zwischen fixer Einspeisevergütung und gleitender Marktprämie

Die Analyse zeigt dagegen keinen statistisch signifikanten Unterschied zwischen fixen Einspeisevergütungen und gleitenden Marktprämien, was die Finanzierungskosten angeht. Der Markt schätzt also die zusätzlichen Risiken einer gleitenden Prämie als eher gering ein.

Perspektivisch können sich allerdings diese Regimes im Hinblick auf Finanzierungskosten unterscheiden.

Um dem wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien gerecht zu werden, wird der Strommarkt in den nächsten Jahren sowohl durch nationale Initiativen als auch im Rahmen des EU-Winterpakets<sup>15</sup> weiterentwickelt. Das

kann dazu führen, zum Beispiel im Zuge der Einführung von kleineren Preiszonen, dass Preisrisiken mit der aktuellen Ausgestaltung der Marktprämie nicht mehr abgesichert sind, und ProjektentwicklerInnen zusätzlichen Risiken ausgesetzt werden.

Änderungen bei Preiszonen, der räumlichen Verteilung neuer Anlagen, beim Netzausbau, der Weiterentwicklung von Intraday- und Regelenenergiemärkten, sowie Angebot und Nachfrage von Flexibilitätsoptionen bergen potentielle Unsicherheiten für ProjektentwicklerInnen. Bei einer Weiterentwicklung des Strommarktdesigns, müssten diese gegebenenfalls durch eine Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie abgesichert werden.

Im Gegenzug für die Absicherung von Erlörisiken bei fallenden Marktpreisen, sollten ProjektentwicklerInnen auch bei steigenden Strompreisen an die vereinbarte Vergütung gebunden sein. So entsteht eine symmetrische Beziehung zwischen den Vertragsparteien, und auch die EndkundInnen werden abgesichert.

### Absicherung von Marktrisiken führt zu zusätzlichen Kosten

Für die Projektfinanzierung sind bei Zertifikatehandel, fixer Prämie oder in der Abwesenheit von Förderinstrumenten Langzeitverträge zwischen ProjektentwicklerInnen und Energieversorgungsunternehmen wichtig, damit die Stromerlöse abgesichert sind.

Deshalb gilt es zu untersuchen, zu welchen Konditionen solche Langfristverträge abgeschlossen werden können. Entsprechen die Vertragspreise den über die Vertragslaufzeit erwarteten Preisen oder müssen die ProjektentwicklerInnen den Strom zu einem Abschlag verkaufen, um einen längerfristigen Vertrag abschließen zu können?

In den meisten EU-Ländern hatten in der Vergangenheit nur wenige große Energieversorgungsunternehmen die finanzielle Stärke, solche Langfristverträge abzuschließen. Das gab ihnen Marktmacht, und damit die Möglichkeit, die Vertragspreise zu drücken. Unter vollständigem Wettbewerb ist ein zweiter Effekt von Bedeutung, der hier quantifiziert wird.

Das größte Risiko für ein Energieversorgungsunternehmen, das langfristige Abnahmeverträge mit ProjektentwicklerInnen eingeht, besteht darin, dass der tatsächliche Preis für Strom oder grüne Zertifikate geringer ausfällt als der vertraglich vereinbarte Preis. In diesem Fall muss der höhere vereinbarte Preis für Strom gezahlt werden, auch wenn nur der geringere Spotpreis an die EndkundInnen weitergegeben werden kann (siehe Abbildung 2).

<sup>13</sup> Jedoch wiesen die Systeme in Belgien und Rumänien eine Besonderheit auf: ProjektentwicklerInnen wurden substantielle Mindestpreise garantiert. Die Preisrisiken waren dadurch sehr überschaubar.

<sup>14</sup> Dominique Finon (2008): Investment risk allocation in decentralised electricity markets. The need of long-term contracts and vertical integration. OPEC Energy Review 32, 150-183.

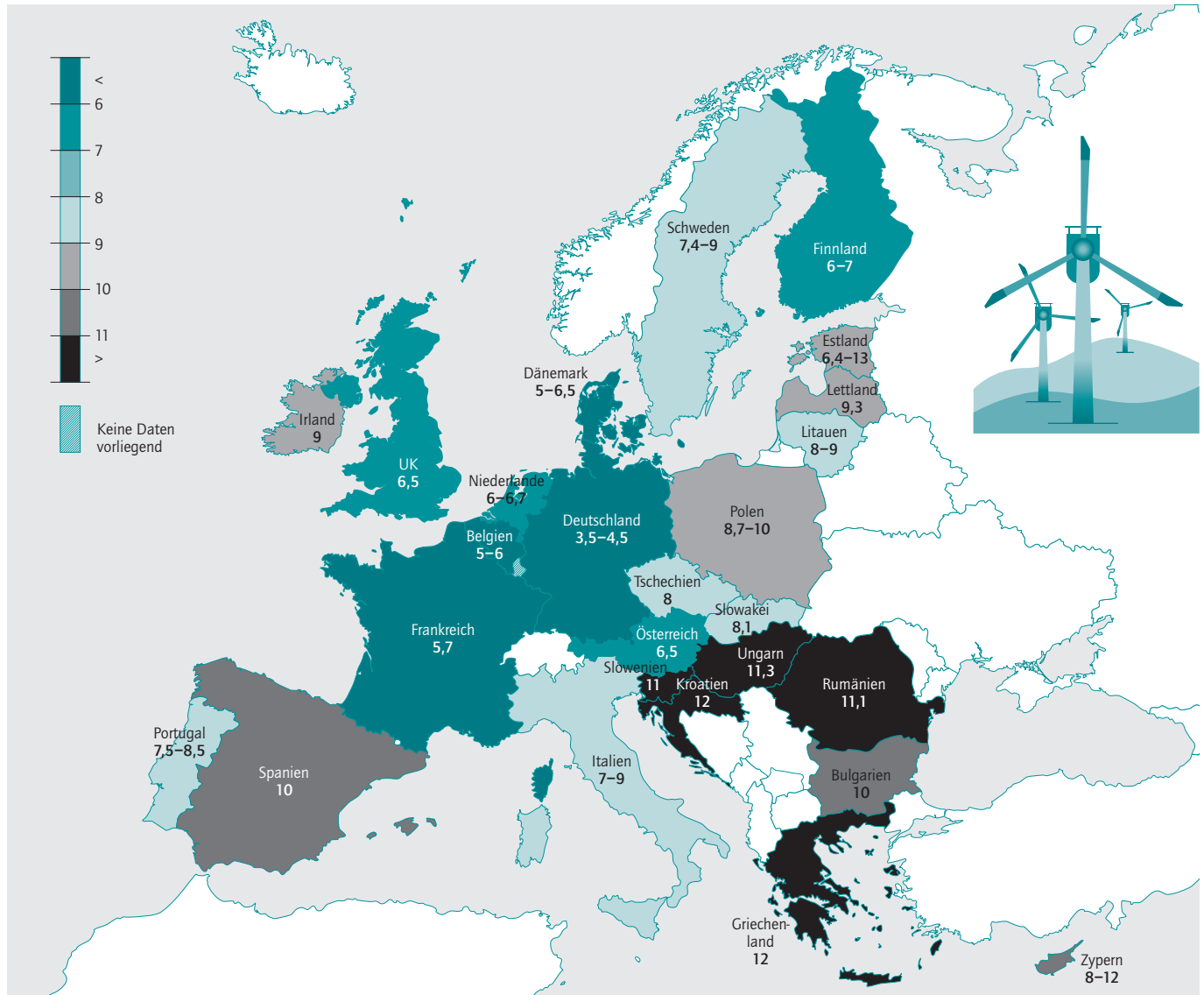
<sup>15</sup> Europäische Kommission (2016): Clean Energy for All Europeans. Pressemitteilung vom 30. November 2016 (online verfügbar).



Karte

## Finanzierungskosten der Windkraft an Land in der Europäischen Union

Kapitalkosten in Prozentpunkten



Quelle: Paul Noothout, David de Jager, Lucie Tesnière, Sascha van Rooijen, Nikolaos Karypidis (alle Ecofys), Robert Brückmann, Filip Jirouš (beide eclareon), Barbara Breitschopf (Fraunhofer ISI), Dimitrios Angelopoulos, Haris Doukas (beide EPU-NTUA), Inga Konstantinavičiūtė (LEI) und Gustav Resch (TU Wien) DIACORE (2016): Final Report. (2016): The impact of risks in renewable investments and the role of smart policies.

© DIW Berlin 2017

Die Finanzierungskosten für Windkraftprojekte variieren innerhalb Europas stark.

Um die Risiken, die sich für Energieversorgungsunternehmen dadurch ergeben, abzuschätzen, wird der Effekt dieser Verträge auf die Refinanzierungskosten betrachtet.

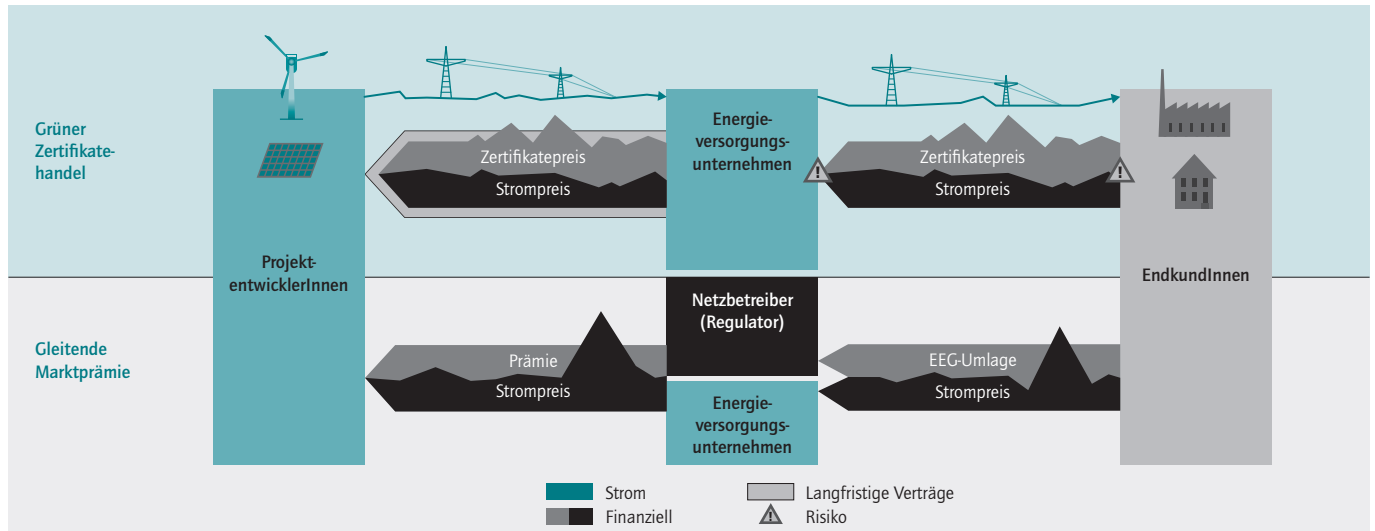
Ein langfristiger Abnahmevertrag stellt eine langfristige Verbindlichkeit dar. Höhere Verbindlichkeiten führen

zu schlechteren Finanzkennzahlen, die wiederum zu schlechteren Bonitätsbewertungen führen. In der Folge müssen die Energieversorgungsunternehmen höhere Rekapitalisierungskosten tragen.

Insbesondere in Deutschland ist die finanzielle Lage der Energieversorgungsunternehmen bereits geschwächt:

Abbildung 2

**ProjektentwicklerInnen – Energieversorgungsunternehmen – EndkundInnen und deren Beziehungen unter grünen Zertifikaten und gleitender Marktprämie im Vergleich**



Quelle: Darstellung der Autoren.

© DIW Berlin 2017

Bei grünen Zertifikaten (und fixen Marktprämien) verbleiben Preisrisiken bei Energieversorgungsunternehmen und EndkundInnen. Das wird bei einer gleitenden Marktprämie und traditionellen Einspeisevergütungen vermieden.

Die Marktkapitalisierungen von RWE, EON und EnBW sind im letzten Jahrzehnt stark zurückgegangen und ihre Verschuldung hat zugenommen (Abbildung 3). Für sie sind die beschriebenen Zusatzkosten besonders relevant.

Zur Abschätzung der durch Langzeitverträge verursachten Mehrkosten wird zunächst abgeschätzt, inwiefern eine Erhöhung der langfristigen Verbindlichkeiten von Energieversorgungsunternehmen zu einer Reduktion der Bonität führt. Dazu wird der Zusammenhang zwischen Verschuldungsgrad („debt-equity ratio“) und Bonität für die zwölf größten europäischen Energieversorgungsunternehmen über die letzte Dekade ausgewertet und abgeleitet, wie sich Änderungen des Verschuldungsgrads auf die Bonität auswirken. Darauf basierend wird berechnet, wie sich mit einer marginalen Erhöhung der Verbindlichkeiten durch Langzeitverträge die Bonität eines Unternehmens reduziert.

Im zweiten Schritt werden Daten zu Bonitäten und Risikoaufschlägen von Unternehmen analysiert. Aufgrund der besseren Verfügbarkeit werden hierfür Daten von börsennotierten US-amerikanischen Unternehmen ver-

wendet. Es wird abgeleitet, inwiefern eine reduzierte Bonität zu zusätzlichen Risikoaufschlägen führt.

Daraus ergeben sich zum Beispiel für einen 20-jährigen Vertrag zusätzliche Finanzierungskosten, die 21,8 Prozent des Vertragswertes entsprechen. In Ländern wie Deutschland, mit stark verschuldeten Energieversorgungsunternehmen, und in Ländern mit höheren Zinsen liegt dieser Anteil noch höher.

Diese Mehrkosten führen dazu, dass Energieversorgungsunternehmen Langfristverträge mit ProjektentwicklerInnen nur zu entsprechend geringeren Preisen eingehen. Zugleich verkaufen sie den Strom an EndkundInnen zu Preisen, die sich an den kurzfristigen Marktpreisen orientieren. Diese liegen im Durchschnitt über den Kosten des Langzeitvertrags, wodurch die Energieversorgungsunternehmen zusätzliche Erlöse erzielen, mit denen sie die gestiegenen (Re-) Finanzierungskosten abdecken.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Langfristverträge mit energieintensiven IT-Rechenzentren als Endabnehmern werden derzeit diskutiert. Jedoch ist deren Nachfrage langfristig viel zu gering, um die Ausbauziele für erneuerbare Energien mit solchen Verträgen



Für ProjektentwicklerInnen führen die geringeren vereinbarten Preise in Langfristverträgen zu geringeren Erlösen. Als Ausgleich müssen die Preise von grünen Zertifikaten oder Prämien steigen, damit die Realisierung von Projekten attraktiv bleibt. Diese zusätzlichen Förderkosten werden an EndkundInnen weitergegeben.

### Drei Faktoren haben deutlichen Einfluss auf die Mehrkosten

Mehrkosten nehmen dann ab, wenn nicht der gesamte Vertragswert als Verbindlichkeit des Energieversorgungsunternehmens eingestuft wird. So erlaubt die Ratingagentur Standard&Poor's eine Anrechnung von nur einem Teil des Vertragswertes, wenn Förderinstrumente den Wert des Vertrags zumindest teilweise unterstützen.<sup>17</sup>

Die Mehrkosten würden sich hingegen erhöhen, wenn auch die Auswirkungen auf der Eigenkapitalseite berücksichtigt würden. Verbindlichkeiten aus Langzeitverträgen führen – ähnlich wie eine höhere Verschuldung – zu einem erhöhten Risiko für EigenkapitalgeberInnen (AktionärInnen). Sie erwarten als Ausgleich dafür auch höhere Renditen. Damit diese Renditen mit den Langzeitverträgen erwirtschaftet werden können, müssen die Preise, zu denen die Verträge abgenommen werden, weiter reduziert werden.

Die Berechnung der Mehrkosten hängt auch stark davon ab, wie die Risikoprämien bei Fremdkapital mit fallender Bonität steigen. Der Literatur folgend wird ein nicht-linearer Verlauf angenommen: Die Mehrkosten steigen stärker, wenn das Volumen an Langfristverträgen mit wachsendem Anteil der Erneuerbaren an der gesamten Stromproduktion zunimmt. In einer alternativen Berechnung mit linearem Verlauf ergeben sich bereits für die aktuelle Situation höhere Mehrkosten, diese würden dann allerdings weniger stark weiter steigen.

Insgesamt sind, betrachtet man all diese Faktoren, die hier vorgestellten Berechnungen eine konservative Abschätzung der Mehrkosten.

### StromkundInnen tragen die Mehrkosten

Die hier beschriebenen zusätzlichen Kosten für ProjektentwicklerInnen einerseits und Energieversorgungsunternehmen andererseits addieren sich und schlagen auf die Rechnung für EndkundInnen durch.

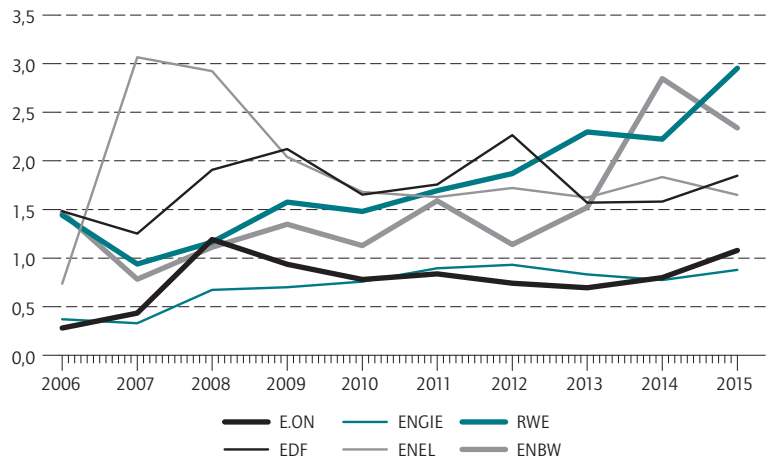
annähernd zu decken. Siehe Bloomberg New Energy Finance (2016): Corporate renewable energy procurement.

<sup>17</sup> Standard & Poor's (2017): Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry.

Abbildung 3

### Verschuldungsgrade ausgewählter deutscher und europäischer Energieversorgungsunternehmen

Verbindlichkeiten/Eigenkapital



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage von Datastream (2017).

© DIW Berlin 2017

Die Verschuldung insbesondere der deutschen Energieversorger hat erheblich zugenommen.

Wird im aktuellen Umfeld eine beispielhafte Windkraftanlage ab erwarteten Erlösen von 50 Euro/MWh gebaut, so würde dieser Wert durch die zusätzlichen Finanzierungskosten für ProjektentwicklerInnen auf ungefähr 53 Euro/MWh steigen, und durch die zusätzlichen Kosten für die Energieversorgungsunternehmen auf 65 Euro/MWh. Die Risikoabschläge auf Langzeitverträge haben die gleiche Wirkung auf die Gesamtkosten wie ein Aufschlag auf die Finanzierungskosten von ProjektentwicklerInnen von 3,6 Prozentpunkten. Insgesamt ist von einem Anstieg der Finanzierungskosten von rund fünf Prozentpunkten auszugehen.

Die Berücksichtigung des Risikoabschlags in Langzeitverträgen kann auch ein Paradox bei früheren Studien erklären: In Studien zu den Risikoauflagen wurden nur moderate Werte in der Größenordnung von einem bis zwei Prozent auf die Finanzierungskosten identifiziert<sup>18</sup>, während andere Studien, die die Differenz zwischen Erlösen und Kosten in Ländern mit verschiedenen Fördermechanismen verglichen haben, zehn bis

<sup>18</sup> Nera Economic Consulting (2013): Changes in Hurdle Rates for Low-Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime. Im Auftrag des britischen Department of Energy and Climate Change (online verfügbar).

40 Euro/MWh höhere Gesamtvergütungen bei grünen Zertifikaten beobachteten.<sup>19</sup>

### Schlussfolgerungen: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente

Wenn die klimapolitischen Ziele erreicht werden sollen, ist ein weiterer Ausbau von erneuerbaren Energien notwendig. Auch wenn die Kosten für Erneuerbaren stark gefallen sind, sind dazu politische Förderinstrumente weiter nötig: immer weniger, um den produzierten Strom wie in den Anfängen zu subventionieren, sondern zunehmend, um die Finanzierungskosten von Investitionen gering zu halten. So können Investitionsvorhaben angeregt werden und die Gesamtkosten der Energiewende verträglich bleiben.

ProjektentwicklerInnen von Wind- und Solaranlagen beziehen ihre Erlöse zunehmend aus dem Verkauf des produzierten Stroms, und nicht aus zusätzlicher Förderung. Bisher werden in Deutschland diese Erlöse mit einer festen Vergütung oder gleitenden Marktprämie abgesichert. Das vermeidet Strompreissrisiken für ProjektentwicklerInnen und erlaubt eine kostengünstige Finanzierung. Würde jedoch der Förderrahmen auf

grüne Zertifikate oder fixe Marktprämien umgestellt, oder sogar abgeschafft und durch einen höheren CO<sub>2</sub>-Preis ersetzt, dann würden Finanzierungsrisiken entstehen, die zu erheblichen zusätzlichen Kosten für die EndkundInnen führen, in der vorliegenden Berechnung in einer Größenordnung von 30 Prozent.

Die Minimierung von Finanzierungsrisiken sollte deswegen ein zentrales Kriterium für die weitere Ausgestaltung von Politikinstrumenten sein. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass der Strommarkt in Deutschland und in Europa für eine erfolgreiche Integration von wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien, Elektromobilität und flexibler Nachfrage weiterentwickelt wird. So werden regional stärker differenzierte Preise und neue Regeln für kurzfristige Märkte diskutiert. Daraus können sich Änderungen der Preise für Strom und Ausgleichsenergie ergeben. Mit einer Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie sollte vermieden werden, dass solche regulatorischen Änderungen zu zusätzlichen Finanzierungsrisiken führen.

Weiterhin sollte eine faire gegenseitige Absicherung von ProjektentwicklerInnen und EndkundInnen umgesetzt werden, und somit letztere gegen steigende Strompreise abgesichert werden. Dazu sollten ProjektentwicklerInnen auch bei steigenden Strompreisen an die vereinbarte Vergütung gebunden sein, so dass eine symmetrische Beziehung zwischen den Vertragsparteien besteht, und alle Akteure von der Risikoabsicherung profitieren.

<sup>19</sup> Siehe RE-Shaping (2012): Shaping an effective and efficient European renewable energy market D23 Final Report (online verfügbar); Lucy Butler und Karsten Neuhoff (2008): a. a. O.

Nils May ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [nmay@diw.de](mailto:nmay@diw.de)

Ingmar Jürgens ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [ijurgens@diw.de](mailto:ijurgens@diw.de)

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [kneuhoff@diw.de](mailto:kneuhoff@diw.de)

JEL: Q42, Q55, O38

**Keywords:** Investments; Long-term contracts; Financing costs; Renewable energy policies.

This report is also available in an English version as DIW Economic Bulletin 39/2017:

[www.diw.de/econbull](http://www.diw.de/econbull)





Nils May, Wissenschaftlicher Mitarbeiter  
der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin

## INTERVIEW MIT NILS MAY

# »Steigt man auf grüne Zertifikate um, steigen die Preise um 30 Prozent«

1. Herr May, wo liegen die grundlegenden Probleme bei der Finanzierung erneuerbarer Energieanlagen? Das Hauptproblem liegt darin, dass ProjektentwicklerInnen unter manchen Förderinstrumenten Risiken ausgesetzt werden, die sie nicht selber beeinflussen können. Das können regulatorische Risiken sein oder Marktpreisrisiken, die sie nur zu hohen Kosten absichern können. Das führt im Endeffekt zu höheren Kosten für die beteiligten Akteure.
2. Die Kosten erneuerbarer Energien sind zuletzt stark gefallen. Eigentlich sollte man doch davon ausgehen, dass gesunkene Kosten die Finanzierung erleichtern. Der Fokus der Finanzierung hat sich verschoben. Früher hatte die zusätzliche Förderung, die die Anlagen erhalten haben, einen großen Einfluss auf die Risiken für ProjektentwicklerInnen. Mittlerweile ist es aber so, dass der Strompreis allein einen großen Teil der notwendigen Erlöse der ProjektentwicklerInnen ausmacht. Dadurch ist es aber nun wichtiger geworden, dass das Strompreisrisiko möglichst niedrig gehalten wird, damit ProjektentwicklerInnen möglichst zinsgünstiges Kapital erhalten können, um günstig in erneuerbare Energien investieren zu können.
3. Es entstehen also Mehrkosten, weil die ProjektentwicklerInnen ihr Finanzierungsrisiko absichern müssen? Ganz genau. Die langfristige Entwicklung des Strommarktes ist sehr unsicher. Wenn die ProjektentwicklerInnen das Preisrisiko selber langfristig tragen, zum Beispiel unter grünen Zertifikatehandeln, haben sie keinen Zugang zu zinsgünstigem Kapital. Dafür müssen sie zuerst Langfristverträge mit jemand anderem abschließen – konkret mit einem Energieversorgungsunternehmen wie zum Beispiel EON oder RWE – der ihnen dieses Risiko abnimmt.
4. Wie wirken sich die unterschiedlichen staatlichen Förderinstrumente auf die Investitionsrisiken aus? Unter einer fixen Einspeisevergütung oder unter der derzeit in Deutschland geltenden gleitenden Marktpremie sind die ProjektentwicklerInnen relativ niedrigen Risiken ausgesetzt, was die Gesamtvergütungshöhe angeht. Unter alternativ diskutierten Vergütungsinstrumenten, wie grüne Zertifikate, fixe Prämien oder der Abschaffung von expliziten Förderinstrumenten, wären die ProjektentwicklerInnen wesentlich höheren Risiken ausgesetzt. Das betrifft die Höhe der Förderung und teilweise auch das Strompreisrisiko. Dazu kommen noch die Mehrkosten, die die Energieversorgungsunternehmen wegen der Langzeitverträge tragen.
5. Wie groß wäre die Kostensteigerung, wenn man zum Beispiel komplett auf grüne Zertifikate umsteigen würde? Die Kostensteigerung würde insgesamt ungefähr 30 Prozent ausmachen; einerseits auf Seite der ProjektentwicklerInnen für gestiegene Finanzierungskosten und andererseits auf Seite der Energieversorgungsunternehmen, die das Preisrisiko übernehmen und dafür Kosten tragen.
6. Welche Möglichkeiten gäbe es denn, um die Mehrkosten durch das erhöhte Finanzierungsrisiko zu senken? Unter einer fixen Einspeisevergütung haben ProjektentwicklerInnen implizite Langzeitgarantien durch den Regulierer und dadurch eine Absicherung ihrer Erlöse. Das gilt größtenteils auch für die gleitende Marktpremie, wie sie derzeit gilt. Dadurch haben die ProjektentwicklerInnen Zugang zu zinsgünstigem Kapital und können sehr günstig in erneuerbare Energien-Anlagen investieren. Im Gegensatz dazu führen Grüne Zertifikate zu Aufschlägen von ungefähr 1,1 bis 1,7 Prozentpunkten auf die Finanzierungskosten von ProjektentwicklerInnen, wie unsere Auswertung zeigt.
7. Werden aufgrund des Finanzierungsrisikos insgesamt mehr oder weniger neue Anlagen gebaut? Der Zubau neuer Anlagen folgt prinzipiell politisch gesetzten Ausbaupfaden. Das heißt, mit höheren oder niedrigeren Finanzierungsrisiken wird die Erreichung des Ausbaupfades prinzipiell teurer oder günstiger. Bei gleicher Förderhöhe würden andernfalls bei höheren Finanzierungskosten weniger oder keine neue Anlagen zugebaut.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden  
Sie auf [www.diw.de/interview](http://www.diw.de/interview)



Prof. Dr. Alexander S. Kritikos,  
Forschungsdirektor im Bereich Vorstand  
des DIW Berlin  
Der Beitrag gibt die Meinung des Autors  
wieder.

# Trennende Positionen bei Zukunftsfragen

Große Koalitionen tun den beiden Volksparteien offenbar nicht gut. Nach 2009 kommen sie diesmal zusammen sogar nur noch auf wenig mehr als 50 Prozent. Gleichzeitig zieht mit der AfD nicht nur eine rechtspopulistische Partei ins Parlament ein, sie ist auch noch zweistellig geworden. Eine echte Hypothek für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Was für die ehemalige Arbeiterpartei SPD bitter sein dürfte: In absoluten Zahlen haben annähernd so viele Arbeiter AfD wie SPD gewählt. Zweifelsohne gibt es mehrere Gründe für die Wahl der AfD, auch ökonomische, was schon das hohe Ost-West-Gefälle deutlich macht. Die Zuwanderung nach Deutschland mag ein Grund sein. Ein zweiter ist die geringe Teilhabe am wachsenden Wohlstand. Denn die Wählerschaft der AfD fühlt sich laut Umfragen eher ungerecht behandelt als Wähler etablierter Parteien.

Auch wenn die Union absolut noch mehr verloren hat, ist das Wahlergebnis vor allem für die SPD ein Debakel. Sie hat ihre Zustimmungsraten in den vergangenen 20 Jahren halbiert. Aber die SPD hat sich das Ergebnis selbst zuzuschreiben. Es bleibt ein Rätsel, warum ihr Spitzenkandidat im Wahlkampf im Stil eines Oppositionsführers auf das Thema Gerechtigkeit gesetzt hat, obwohl die SPD in 15 der letzten 19 Jahre an der Regierung beteiligt war. Mit diesem Thema konnte die Partei ihre Wähler zu wenig mobilisieren. Dabei war es doch die SPD, die in der letzten Regierung mit Mindestlohn, Rente mit 63 und Mietpreisbremse versucht hat, wenn auch mit zweifelhaftem Erfolg mehr Verteilungsgerechtigkeit zu erzeugen. Die Partei hätte sich also innerhalb der bestehenden Regierung als Garant für sozialen Ausgleich positionieren können. Wie nach der Agenda 2010 hat sich die SPD erneut ihrer eigenen Erfolge geschämt. Damit verlor sie auch die Gewinner ihrer Politik.

So wie es aussieht, soll es nun erstmals eine Dreier-Koalition aus Union, FDP und Grünen richten. Sie wird mit zahlreichen Zukunftsfragen konfrontiert sein, bei denen trennende Positionen überwiegen. Die ökonomischen Herausforderungen

reichen von Investitionen in das Bildungssystem über die Entwicklung einer Digitalisierungsstrategie und die weitere Stärkung des Forschungsstandorts Deutschland bis hin zu erheblichen Investitionen in die Infrastruktur. Vor allem Letzteres hat die große Koalition entgegen vieler Ankündigungen viel zu wenig vorangetrieben. Gleichzeitig könnte der Umgang mit Klimafragen und mit dem Dieselskandal in der deutschen Automobilindustrie für die zukünftige Koalition ebenso zur Zerreißprobe werden wie Fragen nach der Vertiefung des Euroraums und der Europäischen Union. Will man Beitrittskandidaten für den Euro eine Entwicklungsperspektive geben? Kommt ein europäischer Finanzminister? Wird der Finanzspielraum der EU erweitert?

Das ist bei weitem nicht alles. Der Fachkräftemangel wird stärker spürbar. Insofern steht die zukünftige Regierung neben einer Bildungsoffensive vor der weiteren Herausforderung, endlich ein Einwanderungsgesetz auf den Weg zu bringen. In unmittelbarer Verbindung damit stehen Fragen des demographischen Wandels und damit nach der Erhöhung des Renteneintrittsalters. Gleichzeitig wird man sich Gedanken machen müssen, wie zukünftig die Migration besser gesteuert werden kann. Und das alles bei lautstarkem Geschrei aus der rechten Ecke im Parlament.

Das führt zum schwierigsten Zukunftsthema. Wie umgehen mit denen, die in den letzten 20 Jahren kaum von der Wohlstandsentwicklung profitiert haben? Es steht zu befürchten, dass der wirtschaftliche Wandel – Stichwort Digitalisierung – sich weiter beschleunigen wird. Das wird die Zahl der Globalisierungsverlierer weiter erhöhen. Diese Menschen benötigen eine Perspektive, die ihnen die etablierten Parteien derzeit offenbar vorenthalten. Insofern wird eine echte Zukunftspolitik für Deutschland viel Mut und auch Opferbereitschaft erfordern. Man darf gespannt sein, ob sich die nächste Regierung trauen wird, auch solche Entscheidungen durchzusetzen, die den vom wirtschaftlichen Wandel Abhängigen eine neue Perspektive geben.