

Kemfert, Claudia; Schäfer, Dorothea

Article

Finanzierung der Energiewende in Zeiten großer Finanzmarktinstabilität

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Kemfert, Claudia; Schäfer, Dorothea (2012) : Finanzierung der Energiewende in Zeiten großer Finanzmarktinstabilität, DIW Wochenbericht, ISSN 0012-1304, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 79, Iss. 31, pp. 3-

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/61166>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Finanzierung der Energiewende in Zeiten großer Finanzmarktinstabilität

Von Claudia Kemfert und Dorothea Schäfer

Die Organisation der Energiewende gehört momentan zu den dringlichsten öffentlichen Aufgaben. Wegen der Ausgaben für die Stabilisierung des Finanzsektors und durch Fiskalpakt beziehungsweise Schuldenbremse ist der Staat allerdings tendenziell finanzierungsbeschränkt. Damit wird die ausreichende Bereitstellung von privatem Kapital, sei es in Form von Eigen- oder Fremdkapital, zu einem entscheidenden Faktor bei der Bewältigung der Energiewende. In jüngster Zeit mehren sich die Anzeichen, dass Banken sehr zögerlich Kredite vergeben und eventuelle Risiken der Finanzierung der Energiewende in den Vordergrund stellen. Gleichzeitig ringt der Finanzsektor mit den politischen Entscheidungsträgern aber auch um die Eigenkapitalunterlegung der entsprechenden Kredite. Abstriche bei der Eigenkapitalausstattung im Bankensektor müssen jedoch tabu sein. Vielmehr sollte der Staat als Gegenleistung für den impliziten Garantierahmen für die Großbanken auch eine angemessene Beteiligung an der Finanzierung der Energiewende einfordern, ähnlich wie bereits im Jahr 2008 die staatlichen Kapitalhilfen an die Vergabe von Mittelstandskrediten gekoppelt waren. Gleichzeitig müssen die Risiken breiter gestreut werden. Dabei können das Know-how und die Finanzkraft von Private-Equity-Fonds helfen.

Die Bundesregierung hat sich nach der Katastrophe 2011 in Japan entschlossen, die Kernkraftwerke in Deutschland frühzeitig abzuschalten und eine nachhaltige Energiewende einzuleiten. Im Rahmen eines Moratoriums wurden im Frühjahr 2011 acht Atomkraftwerke irreversibel vom Netz genommen. Bis 2022 will man alle weiteren derzeit noch in Betrieb befindlichen Atomkraftwerke sukzessive abschalten. Innerhalb von acht Jahren soll der Anteil der erneuerbaren Energien von heute 20 auf 35 Prozent erhöht werden. Zeitgleich ist die Energieeffizienz, insbesondere der Gebäudeenergie, deutlich zu verbessern. Im Jahr 2050 soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion 80 Prozent betragen.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien rücken Erweiterung, Ausbau und Optimierung der Energienetze ins Zentrum der politischen Agenda.¹ Zum einen müssen neue Stromleitungen vom Norden Deutschlands in den Süden eingerichtet werden, um insbesondere den von Off-Shore-Windanlagen erzeugten Strom in den Westen und den Süden der Republik zu transportieren, wo Atom- und Kohlekraftwerke zunehmend abgeschaltet werden. Zum anderen ist eine Erweiterung des europäischen Stromnetzes notwendig, insbesondere um geologische Vorteile bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auszuschöpfen, den Handel zu verbessern und eine Netzoptimierung herzustellen. Schließlich werden intelligente Verteilnetze benötigt, die das volatile Stromangebot und die Nachfrage optimieren. Neben dem Ausbau der Kapazitäten zur Stromspeicherung spielt auch die intelligente und marktoptimierte Nachfragesteuerung eine wichtige Rolle bei der Energiewende. Beispielsweise

¹ Es gibt unterschiedliche Szenarien zum Ausbau der Netze, vgl. Dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF. Unterschiedliche Szenarien zeigt das Forum Netzintegration, www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Broschuere_NetzintEE_2010_01.pdf. Die Bundesnetzagentur selbst beziffert die zusätzlichen Kosten durch die Energiewende allein auf rund eine Milliarde Euro pro Jahr, vgl. Schröder, A., Gerbaulet, C., Oei, P.Y., Hirschhausen, C. v. (2012): In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand. DIW Wochenbericht Nr. 20/2012.

Tabelle 1

Investitionen in erneuerbare Energien

In Millionen Euro

	Wasser ¹	Wind	Photo- voltaik	Strom- import	Kollektoren	Biomasse Wärme ¹	Biogas/ Biomasse Kraft-Wärme- Kopplung ¹	Umwelt- wärme ¹	Geothermie Strom	Nahwärme- netze	Strom insgesamt	Wärme insgesamt	Investitionen insgesamt
2000	90	2 145	264	0	514	950	480	60	0	103	2 979	1 524	4 503
2001	54	3 404	627	0	731	1 966	436	71	0	355	4 520	2 768	7 288
2002	88	4 091	594	0	432	2 476	576	87	0	455	5 349	2 994	8 343
2003	91	3 234	729	0	564	2 672	926	101	0	642	4 980	3 338	8 318
2004	94	2 464	3 048	0	573	1 988	745	116	0	819	6 351	1 677	9 028
2005	96	2 179	4 077	0	714	1 626	1 051	145	0	875	7 403	2 485	9 888
2006	92	2 639	3 494	0	1 041	1 910	2 191	238	0	885	8 415	3 188	11 603
2007	83	1 996	4 544	0	692	2 379	2 848	618	39	991	9 509	3 689	13 198
2008	84	2 021	7 007	0	901	1 660	1 356	1 066	0	1 045	10 468	3 627	14 095
2009	81	2 384	11 799	0	666	1 497	1 741	1 138	42	1 067	16 046	3 300	19 346
2010	87	2 666	23 800	0	827	1 625	1 256	1 281	40	758	27 848	3 733	31 581
2011	88	2 754	15 000	0	1 056	1 713	1 129	1 350	77	763	19 048	4 119	23 168
2012	101	3 001	9 240	0	1 280	1 627	1 070	1 391	105	773	13 516	4 298	17 814
2013	114	3 250	7 200	0	1 494	1 722	1 017	1 429	130	793	11 712	4 645	16 356
2014	128	3 680	6 270	0	1 672	1 831	1 093	1 450	162	843	11 332	4 953	16 285
2015	142	4 148	5 490	0	1 814	1 918	1 019	1 468	198	852	10 996	5 200	16 197
2016	158	4 456	4 670	0	1 932	1 996	1 104	1 474	241	895	10 627	5 402	16 030
2017	183	4 778	4 125	0	2 018	1 928	1 109	1 479	291	888	10 486	5 425	15 911
2018	184	5 121	3 710	370	1 996	1 735	943	1 475	348	865	10 676	5 207	15 882
2019	195	5 854	3 354	720	1 910	1 644	928	1 481	408	889	11 456	5 036	16 495
2020	195	6 204	3 048	980	1 866	1 536	552	1 486	496	829	11 475	4 889	16 364
2030	287	5 349	2 525	2 255	2 060	1 399	1 657	1 580	568	1 059	12 658	5 039	17 697
2040	315	4 523	3 498	3 240	2 950	1 511	1 044	1 690	960	1 291	13 580	6 151	19 731
2050	346	4 792	2 223	4 155	3 630	1 302	1 534	1 785	1 440	1 242	14 490	6 717	21 207
Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2020	143	4 174	7 810	188	1 624	1 752	1 020	1 433	227	832	13 561	4 810	18 371
Summe der Jahre 2010 bis 2020	1 574	45 911	85 907	2 070	17 865	19 276	11 220	15 766	2 495	9 147	149 176	52 907	202 083
Durchschnitt der Jahre 2021 bis 2050	316	4 888	2 749	3 217	2 880	1 401	1 418	1 685	989	1 197	13 576	5 969	19 545
Summe der Jahre 2021 bis 2050	9 470	146 636	82 461	96 500	86 400	42 125	42 530	50 550	29 680	35 925	407 277	179 075	586 353

¹ Für 2000 geschätzt in Anlehnung an das Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001.

Quellen: DLR; IWES; IFNE 2010, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“.

© DIW Berlin 2012

Gut 200 Milliarden Euro an Investitionen in erneuerbare Energien werden in dieser Dekade erwartet.

können energieintensive Industrien ihr Nachfrageverhalten den Marktgegebenheiten anpassen, wenn sie dafür attraktive finanzielle Bedingungen vorfinden. Ein kluges Marktdesign sollte dies berücksichtigen.

Notwendige Investitionen der Energiewende im dreistelligen Milliardenbereich

Wird der Anteil erneuerbarer Energien verdoppelt, müssen laut Schätzung des Bundesministeriums für Um-

welt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) kumulierte Investitionen von bis zu rund 200 Milliarden Euro in den kommenden zehn Jahren getätigt werden (Tabelle 1).² Andere Studien weisen notwendige kumulierte Investitionen von bis zu 235 Milliarden Euro über einen

² Vgl. BMU (2008): Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich. EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und -Umlage sowie ausgewählte Nutzeneffekte bis zum Jahr 2030. Berlin; BMU (2010): „Leitstudie 2010“ Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Berlin, 23.

Zeitraum von mehreren Jahrzehnten aus.³ Das HWWI hat jüngst den Barwert der Kosten der Energiewende bis zum Jahr 2030 auf insgesamt 335 Milliarden Euro geschätzt. Dabei werden 250 Milliarden Euro für die Förderung der erneuerbaren Energien veranschlagt und 85 Milliarden Euro für zusätzliche Investitionen, Anlagen, Leitungen, Speicher und Kraftwerkskapazitäten.⁴

Allein für den Netzausbau geht die Bundesnetzagentur (BNA) von einer Größenordnung von 20 bis 25 Milliarden Euro in den kommenden 15 Jahren aus.⁵ Für die energetische Gebäudesanierung beziffert die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) die notwendigen Investitionen in den kommenden zehn Jahren auf bis zu 75 Milliarden Euro.⁶ Für zusätzliche Gaskraftwerkskapazitäten von bis zu zehn Gigawatt werden Investitionen von bis zu 15 Milliarden Euro getätigt werden müssen.⁷ Dabei muss berücksichtigt werden, dass nicht alle der genannten Investitionen der Energiewende allein zugeordnet werden können. Viele Kraftwerksneubauten, Netzerneuerungen und -instandhaltungen würden auch ohne die Energiewende stattfinden.⁸ In jüngster Zeit mehrten sich allerdings die Anzeichen, dass die Finanzierung dieser Summen in Zukunft Schwierigkeiten bereiten könnte.

Risikofokussierung als Finanzierungshemmnis

Die Hürden sind bei einer externen Finanzierung dann besonders hoch, wenn Projekte als neu und damit als be-

sonders riskant eingestuft werden.⁹ Die Erfolgchancen und Gewinnpotentiale sind unter diesen Umständen schwer abschätzbar. Die Fragen der technischen Machbarkeit und der Marktplatzierung sind bei Innovationen allenfalls mit Hilfe von Wahrscheinlichkeitsszenarien zu beantworten. Externen Financiers fehlen oft auch die einschlägigen Informationen und Kenntnisse, um eine hinreichende Einschätzung des Risikos der Vorhaben vornehmen zu können. Das trifft in besonderem Maße zu, wenn keine ausreichende Datenhistorie verfügbar ist und wenn ein Großteil der Aufwendungen in laufende Personal- und Sachmittel fließt, die nicht als Sicherheiten für Kredite hinterlegt werden können. Bei Anlageinvestitionen können hohe Spezifität und mangelnde Marktgängigkeit eine Besicherung des Kredites unmöglich machen.

Die Risiken der Finanzierung der Energiewende werden von potentiellen Financiers oftmals als sehr hoch eingeschätzt. Insbesondere Investitionen in Kraftwerkskapazitäten gelten als hoch riskant. Die Finanzinstitute fürchten Innovations- und Technologierisiken, aber auch politische Risiken und Hemmnisse werden immer wieder ins Feld geführt, wenn es um die Rechtfertigung der zögerlichen Finanzierungsbereitschaft geht.

⁹ Vgl. Spencer, T., Bernoth, K., Chancel, L., Emmanuel, G., Neuhoff, K. (2012): „Grüne“ Investitionen in einem europäischen Wachstumspaket. DIW Wochenbericht Nr. 25/2012.

³ Vgl. Prognos (2010): Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland; Prognos (2011): Konsequenzen eines Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 für Deutschland und Bayern. Erdmann (2011): Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien 2011. vbw-Studie, Berlin.

⁴ Vgl. Bräuninger, M., Schulze, S. (2012): Konsequenzen der Energiewende. www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Studien/HWWI-Studie-Energiewende-2012.pdf. Diese Studie unterscheidet allerdings nicht zwischen reinen Investitionen und Differenzkosten. Sie weist also nicht aus, welche Kosten der Energiewende allein zuzuordnen sind, beziehungsweise auch ohne Energiewende entstehen würden.

⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2011): Monitoringbericht. 177 ff. Allerdings räumt die BNA selbst ein, dass man nur einen Teil des Netzausbaus der Energiewende selbst zuordnen kann, da es auch ohne Energiewende zu einer Erneuerung und Reparatur des Energienetzes hätte kommen müssen.

⁶ Vgl. KfW (2011): Der energetische Sanierungsbedarf und der Neubaubedarf von Gebäuden der kommunalen und sozialen Infrastruktur. Studie des Bremer Energieinstituts im Auftrag der KfW. www.kfw.de/kfw/de/KfW-Konzern/Medien/Aktuelles/Pressearchive/2012/20120104_55429.jsp.

⁷ Vgl. Traber, T., Kemfert, C. (2010): Nachhaltige Energieversorgung: Beim Brückenschlag das Ziel nicht aus dem Auge verlieren. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 23/2010.

⁸ Vgl. Traber, T., Kemfert, C. (2012): Die Auswirkungen des Atomausstiegs in Deutschland auf Strompreise und Klimaschutz in Deutschland und Europa. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V., www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/atomkraft/Gutachten_DIW.pdf. Die Bundesnetzagentur hat jüngst ebenso bekräftigt, dass der im Netzentwicklungsplan genannte Netzausbau nur zum Teil der Energiewende selbst zuzuordnen ist, vgl. www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/NetzEntwicklungsPlan/NetzEntwicklungsPlan_node.html.

Tabelle 2

Übersicht der Vergütungsklassen¹ für Strom aus Wasserkraft In Cent pro Kilowattstunde

Jahr der Inbetriebnahme	bis 500 kW	bis 2 MW	bis 5 MW	bis 10 MW	bis 20 MW	bis 50 MW	ab 50 MW
2012	12,70	8,30	6,30	5,50	5,30	4,20	3,40
2013	12,57	8,22	6,24	5,45	5,25	4,16	3,37
2014	12,45	8,13	6,17	5,39	5,19	4,12	3,33
2015	12,32	8,05	6,11	5,34	5,14	4,08	3,30
2016	12,20	7,97	6,05	5,28	5,09	4,03	3,27
2017	12,08	7,89	5,99	5,23	5,04	3,99	3,23
2018	11,96	7,81	5,93	5,18	4,99	3,95	3,20
2019	11,84	7,74	5,87	5,13	4,94	3,91	3,17
2020	11,72	7,66	5,81	5,08	4,89	3,88	3,14
2021	11,60	7,58	5,76	5,02	4,84	3,84	3,11

¹ Nach §23 EEG, Degression 1,0 Prozent, Vergütungszeitraum 20 Jahre.

Quelle: BMU (2012): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 4. August 2011.

Die Vergütung für Strom aus Wasserkraft ist relativ konstant.

Tabelle 3

Vergütungen¹ für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas

In Cent pro Kilowattstunde

Jahr der Inbetriebnahme	Deponiegas (§24)		Klärgas (§25)		Grubengas (§26)		
	bis 500 kW _{el}	bis 5 MW _{el}	bis 500 kW _{el}	bis 5 MW _{el}	bis 1 MW _{el}	bis 5 MW _{el}	über 5 MW _{el}
2012	8,60	5,89	6,79	5,89	6,84	4,93	3,98
2013	8,47	5,80	6,69	5,80	6,74	4,86	3,92
2014	8,34	5,71	6,59	5,71	6,64	4,78	3,86
2015	8,22	5,63	6,49	5,63	6,54	4,71	3,80
2016	8,10	5,54	6,39	5,54	6,44	4,64	3,75
2017	7,97	5,46	6,30	5,46	6,34	4,57	3,69
2018	7,85	5,38	6,20	5,38	6,25	4,50	3,63
2019	7,74	5,30	6,11	5,30	6,15	4,44	3,58
2020	7,62	5,22	6,02	5,22	6,06	4,37	3,53
2021	7,51	5,14	5,93	5,14	5,97	4,30	3,47

¹ Nach §§24-26 EEG, Degression 1,5 Prozent, Vergütungszeitraum 20 Jahre.

Quelle: BMU (2012): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 4. August 2011.

© DIW Berlin 2012

Die Vergütung für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas sinkt weiter.

Tabelle 4

Neue Vergütungen¹ für Strom aus solarer Strahlungsenergie

In Cent pro Kilowattstunde

Inbetriebnahme	Installierte Anlagenleistung				Freiflächenanlage bis 10 MW
	bis 10 kW	bis 40 kW ²	bis 1 MW ²	bis 10 MW	
ab 1. April 2012	19,50	18,50	16,50	13,50	13,50
ab 1. Mai 2012	19,31	18,32	16,34	13,37	13,37
ab 1. Juni 2012	19,11	18,13	16,17	13,23	13,23
ab 1. Juli 2012	18,92	17,95	16,01	13,10	13,10
ab 1. August 2012	18,73	17,77	15,85	12,97	12,97
ab 1. September 2012	18,54	17,59	15,69	12,84	12,84
ab 1. Oktober 2012	18,36	17,42	15,53	12,71	12,71
ab 1. November 2012	Bekanntgabe durch die Bundesnetzagentur spätestens am 31.10.2012 in Abhängigkeit vom Zubau im Juli, August und September 2012				

¹ Nach der PV-Novelle, Degression 1 Prozent pro Monat.

² Vergütungsfähiger Anteil des gesamten Stromertrags 90 Prozent.

Quelle: BMU (2012): Vergütungssätze EEG neu.

© DIW Berlin 2012

Die Vergütung für Strom aus Solarenergie ist deutlich gesunken, aber immer noch rentabel.

Tabelle 5

Grundvergütung für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse¹

In Cent pro Kilowattstunde

Jahr der Inbetriebnahme	bis 150 kW _{el}	150-500 kW _{el}	500 kW _{el} -5 MW _{el}	5-20 MW _{el}
2012	14,30	12,30	11,00	6,00
2013	14,01	12,05	10,78	5,88
2014	13,73	11,81	10,56	5,76
2015	13,46	11,58	10,35	5,65
2016	13,19	11,35	10,15	5,53
2017	12,93	11,12	9,94	5,42
2018	12,67	10,90	9,74	5,32
2019	12,41	10,68	9,55	5,21
2020	12,17	10,46	9,36	5,10
2021	11,92	10,26	9,17	5,00

¹ Im Sinne der Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse in der ab Januar 2012 geltenden Fassung. Degression 2 Prozent, Vergütungszeitraum 20 Jahre (ohne einsatzstoffbezogene Zusatzvergütungen nach Einsatzstoffvergütungsklasse I oder II).

Quelle: BMU (2012): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 4. August 2011.

© DIW Berlin 2012

Die Vergütung für Strom aus Biomasse ist je nach Anlagengröße sehr unterschiedlich.

Da die Weichen auf den Energiemärkten mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bereits neu gestellt sind, stellt sich zunächst die grundsätzliche Frage, ob die Risikofokussierung der potentiellen Financiers gerechtfertigt ist.

EEG schafft vergleichsweise hohe Planungssicherheit

Das EEG fördert die erneuerbaren Energien, indem es eine garantierte Einspeisevergütung sowie den Vorrang der Einspeisung aus erneuerbaren Quellen für 20 Jahre ermöglicht.¹⁰ Die Vergütungssätze sind für die kommenden zehn Jahre für die einzelnen Technologien vorgeschrieben (Tabellen 2 bis 7).¹¹ Falls es zu Veränderungen im EEG kommt, gilt Bestandschutz für die Projekte, die unter dem alten Regime installiert worden sind. Beides vermindert die Risiken für Investoren. Der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien hat sich in den

¹⁰ Vgl. Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz). www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf.

¹¹ Vgl. Diekmann, J., Kemfert, C., Neuhoff, K. (2012): Solarstromförderung: Drastische Einschnitte nicht sinnvoll. DIW Wochenbericht Nr. 12/2012.

Tabelle 6

Vergütung für Strom aus Bioabfall- und kleinen Gülle-Biogasanlagen sowie aus Geothermie¹

In Cent pro Kilowattstunde

Jahr der Inbetriebnahme	Bioabfallvergärung		Gülle-Biogasanlagen bis 75 kW _{el}	Geo-thermie ²
	bis 500 kW _{el}	500 kW _{el} bis 20 Mw _{el}		
2012	16,00	14,00	25,00	25,00
2013	15,68	13,72	24,50	25,00
2014	15,37	13,45	24,01	25,00
2015	15,06	13,18	23,53	25,00
2016	14,76	12,91	23,06	25,00
2017	14,46	12,65	22,60	25,00
2018	14,17	12,40	22,15	23,75
2019	13,89	12,15	21,70	22,56
2020	13,61	11,91	21,27	21,43
2021	13,34	11,67	20,84	20,36

¹ Nach §§ 27a und b EEG.² Degression 5 Prozent ab 2018, Vergütungszeitraum 20 Jahre.

Quelle: BMU (2012): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 4. August 2011.

© DIW Berlin 2012

Die Vergütungen für Strom aus Bioabfall und auch aus Geothermie sind leicht rückläufig.

letzten Jahren kontinuierlich erhöht und beträgt heute 20 Prozent am Stromverbrauch (Tabelle 8).

Die EEG-Umlage ist in den vergangenen Jahren, insbesondere durch die gewachsenen Erzeugungsmengen, auf 3,5 Cent je Kilowattstunde gestiegen. Die Gesamtvergütung belief sich 2010 auf 13 Milliarden Euro (Tabellen 9 und 10).¹² Unterschiedliche Studien weisen eine Erhöhung der Umlage in den kommenden zehn Jahren auf bis zu 5,1 Cent je Kilowattstunde aus.¹³ Allerdings mehren sich Stimmen, die eine starke Begrenzung der EEG-Umlage fordern sowie die Abschaffung der Vorrangregelung, um Netzengpässe besser optimieren und Kosten vermindern zu können. Beide Vorschläge wirken aus Investorensicht zwar hemmend. Da jedoch nicht von einer Änderung des grundsätzlichen EEG-Konzepts auszugehen ist, sind die weiteren Investitionen mit geringen Risiken verbunden.

¹² Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2012): Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB.¹³ Vgl. BSW 2011/Prognos 2011: Kosten der Solarstromförderung; Prognos (2011); Erdmann (2011), a. a. O.; Traber, T., Kemfert, C., Diekmann, J.: Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 6/2011.

Tabelle 7

Vergütungen für Strom aus Windenergie an Land und auf See

In Cent pro Kilowattstunde

Jahr der Inbetriebnahme	An Land ²					Auf See ³		
	Grundvergütung	Anfangsvergütung	Systemdienstleistungsbonus	Windenergie Repowering	Kleinwindanlagen bis 50 kW	Grundvergütung	Erhöhte Anfangsvergütung	Anfangsvergütung im Stauchungsmodell
2012	4,87	8,93	0,48	0,50	8,93	3,5	15,0	19,0
2013	4,80	8,80	0,47	0,49	8,80	3,5	15,0	19,0
2014	4,72	8,66	0,47	0,49	8,66	3,5	15,0	19,0
2015	4,65	8,53	0,46	0,48	8,53	3,5	15,0	19,0
2016	4,58	8,41	-	0,47	8,41	3,5	15,0	19,0
2017	4,52	8,28	-	0,46	8,28	3,5	15,0	19,0
2018	4,45	8,16	-	0,46	8,16	3,26	13,95	-
2019	4,38	8,03	-	0,45	8,03	3,03	12,97	-
2020	4,32	7,91	-	0,44	7,91	2,82	12,07	-
2021	4,25	7,79	-	0,44	7,79	2,62	11,22	-

¹ Nach §§ 29–31 EEG.² Degression 1,5 Prozent, Vergütungszeitraum 20 Jahre.³ Degression 7 Prozent ab 2018, Vergütungszeitraum 20 Jahre.

Quelle: BMU (2012): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 4. August 2011.

© DIW Berlin 2012

Die Vergütung von Strom aus Windanlagen auf See sinkt deutlich – aber erst ab 2018.

Tabelle 8

Eckdaten zu den erneuerbaren Energien in Deutschland In Prozent

	2010	2011	Veränderungen
Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Stromverbrauch	17,1	20,0	17,0
Endenergie Strom aus erneuerbaren Energien in Milliarden Kilowattstunden	104	122	17,3
Anteil von Wärme aus erneuerbaren Energien am gesamten Wärme-Energieverbrauch	10,2	10,4	2,0
Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Kraftstoffverbrauch	5,8	5,6	-3,4
Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch	11,3	12,2	8,0
Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Primärenergieverbrauch	9,7	10,9	12,4
Endenergie aus erneuerbaren Energien insgesamt in Milliarden Kilowattstunden	284	295	3,9
Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgas-Emissionen in Millionen Tonnen	120	129	7,5
Investitionen in die Errichtung von Anlagen für erneuerbare Energien in Milliarden Euro	278	22,9	-17,6
Umsätze aus dem Betrieb von Anlagen für erneuerbare Energien in Milliarden Euro	11,6	13,1	12,9

Quelle: BMU (2012): Informationen zur Kalkulation der EEG-Umlage für das Jahr 2012.

© DIW Berlin 2012

Erneuerbare Energien werden in Deutschland zunehmend bedeutsamer.

Erneuerbare Energien größtenteils durch Privatpersonen finanziert

Ein Großteil der bisherigen Investitionen in erneuerbare Energien wurde daher auch von Privatpersonen getätigt. Insgesamt werden ihnen 40 Prozent der installierten Leistung zugeschrieben. Weit dahinter liegen Projektierer mit 14 Prozent sowie Banken/Fonds (elf Prozent) und Landwirte (elf Prozent) (Abbildung). Ein vergleichsweise geringer Anteil von 6,5 Prozent wird durch die vier großen Energieversorger beigetragen.¹⁴

Die Finanzierung der Gebäudesanierung erfolgt ebenfalls zu größten Teilen durch private Investitionen, unterstützt durch die zinsgünstigen Kredite aus dem KfW-Gebäudesanierungsprogramm.¹⁵ Die Bundesregierung hat beschlossen, die Gelder von knapp 900 Millionen auf

¹⁴ Vgl. Agentur erneuerbare Energien (2011): Eigentumsverteilung erneuerbarer Energien 2011. www.unendlich-viel-energie.de/de/wirtschaft/detailansicht/article/572/eigentumsverteilung-an-erneuerbaren-energieanlagen-2010.html.

¹⁵ Vgl. KfW (2011): www.kfw.de/kfw/de/Inlandsfoerderung/Programmuebersicht/Sozial_Investieren_-_Energetische_Gebaeudesanierung/index.jsp.

Tabelle 9

EEG-Differenzenkosten und EEG-Umlage

	2009 ¹	2010 ²	2010 ¹	2011 ²	2012 ²
EEG-Stromerzeugung in Gigawattstunden	75 053	90 231	80 699	97 995	113 519
EEG-Vergütung (nach Abzug der vermiedenen Netzentgelte) in Milliarden Euro	10,5	12,3	12,8	16,7	17,6
Gesamte umzulegende EEG-Kosten (EEG-Differenzenkosten i.w.S.) in Milliarden Euro	5,3	8,2	9,35	13,5	14,1
EEG-Umlage für nicht privilegierte Stromabnehmer (z.B. Haushalte, Gewerbe) in Cent je kWh	1,30	2,05	2,30	3,53	3,59
EEG-Kosten eines Muster-Haushalts (3 500 kWh pro Jahr) in Euro pro Monat	3,83	5,95	6,70	10,30	10,50
Mittlerer EEG-Haushaltsstrompreis ³ in Cent je kWh	23,2	23,7	-	25,2	25,5
in Prozent	6	9	10	14	14

¹ EEG-Jahresabrechnung.

² Prognosen der ÜNB vom 15. Oktober des jeweiligen Vorjahres.

³ BDEW, Stand 7. März 2012.

Quelle: BMU (2012): Erneuerbare Energien 2011.

© DIW Berlin 2012

Die EEG-Umlage ist gestiegen.

1,5 Milliarden Euro pro Jahr zu erhöhen, allerdings wird die Umsetzung derzeit nicht durch die Bundesländer unterstützt. Die erhöhten Gelder für das KfW-Gebäudesanierungsprogramm sollen zum größten Teil aus dem Energie- und Klimafonds gezahlt werden. Dieser speist sich wiederum schwerpunktmäßig aus dem Verkauf der CO₂-Emissionszertifikate. Der Preis der CO₂-Zertifikate ist jedoch aufgrund der Wirtschaftskrise stark gesunken. Innerhalb eines Jahres ist er von über 15 Euro je Emissionsberechtigung für eine Tonne CO₂ auf weit unter zehn Euro zurückgegangen.¹⁶ Sollte es keine Korrekturen des EU-Emissionsrechtehandels geben, ist mit einem weiteren Rückgang des Preises für CO₂-Zertifikate zu rechnen. Um höhere Einnahmen aus einem Emissionsrechtehandel zu erzielen, müssten auf EU-Ebene die Emissionsminderungsziele verstärkt sowie die Anzahl der Emissionszertifikate reduziert werden.¹⁷ Bei den derzeitigen Preisen können die Gelder

¹⁶ Siehe Sachverständigenrat (2012): Gesamtwirtschaftliche Konsequenzen der Energiewende und Reformansätze. www.energie-innovativ.de/fileadmin/Web-Dateien-Energie-Innovativ/Dokumente/Expertenworkshop/Pr%C3%A4sentation_Christoph_Schmidt.pdf.

¹⁷ Vgl. Traber, T., Kemfert, C. (2012), a.a.O.

Tabelle 10

Vergütete Strommengen nach dem EEG

In Gigawattstunden

	2000	2002	2004	2006	2008	2009	2010
Letztverbrauch insgesamt	344 663	465 346	487 627	495 203	493 506	466 055	485 465
<i>Nachrichtlich:</i> Privilegierter Letztverbrauch	-	-	36 865	70 161	77 991	65 023	80 665
EEG-vergütete Strommenge insgesamt	10 391,0	24 969,9	38 511,2	51 545,2	71 147,9	75 053,4	80 698,9
Wasserkraft	4 114,0	6 579,3	4 616,1	4 923,9	4 981,5	4 877,0	5 049,0
Biogase	-	-	2 588,6	2 789,2	2 208,2	2 019,5	1 160,0
Biomasse	586,0	2 442,0	5 241,0	10 901,6	18 947,0	22 979,9	25 145,9
Geothermie	-	-	0,2	0,4	17,6	18,8	27,7
Windenergie (an Land und auf See)	5 662,0	15 786,2	25 508,8	30 709,9	40 573,7	38 579,7	37 633,8
Solare Strahlungsenergie	29,0	162,4	556,5	2 220,3	4 419,8	6 578,3	11 682,5
Durchschnittsvergütung in Cent je kWh¹	8,50	8,91	9,29	10,88	12,25	13,95	15,86
Gesamtvergütung in Milliarden Euro	0,88	2,23	3,16	5,81	9,02	10,78	13,18
Nicht vergütete EE-Strommenge	26 827	20 678	17 541	20 112	21 841	19 564	23 627
Gesamte EE-Strommenge	37 218	45 648	56 052	71 657	92 989	94 618	104 326
<i>Nachrichtlich:</i> EEG-Quote in Prozent	3,01	5,37	8,48	12,01	17,13	18,58	20,02

¹ Die Durchschnittsvergütung ergibt sich als gewichtetes Mittel aus den einzelnen Vergütungssätzen.

Quelle: BMU (2012): Informationen zur Kalkulation der EEG-Umlage für das Jahr 2012.

© DIW Berlin 2012

Die Gesamtvergütung belief sich 2010 auf gut 13 Milliarden Euro.

nicht über den Verkauf der Zertifikate erwirtschaftet werden. Bis sich die Preise wieder erholen, ist hier möglicherweise eine Finanzierungsalternative notwendig.

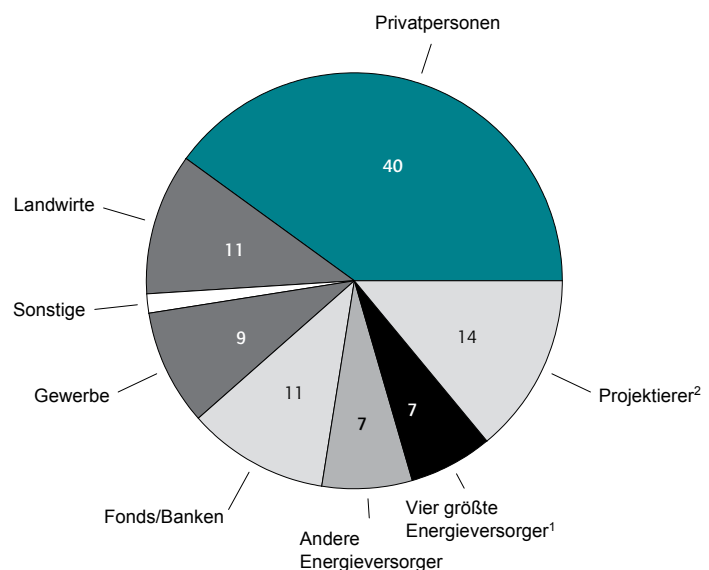
Die Investitionen in die Stromnetze bedürfen privater Kapitalbereitstellung. Der Aufwand dafür kann auf die Netzentgelte überwältigt werden. Manche Autoren argumentieren allerdings, dass die derzeitige Anreizregulierung mit festen Vergütungen ein Investitionshemmnis darstellt, da Investoren fürchten, dass sie keine ausreichende Rendite erzielen könnten. Zum Beispiel bewirke eine ex-post-Notwendigkeitsprüfung für Netzinvestitionen eine hohe Unsicherheit darüber, ob die Regulierung die Erwirtschaftung der Investitionskosten zulässt.¹⁸ Die dahinter steckende Furcht vor einem Überschuss an Netzkapazität scheint allerdings eher hypothetischer Natur zu sein, angesichts der sichtbaren Engpässe bei der termingerechten Netzanbindung von Off-Shore-Windkraftanlagen. Wirtschafts- und Umweltministerium haben sich erst jüngst auf eine Regelung geeinigt, um die Betreiber der Windkraftan-

¹⁸ Manche Autoren argumentieren allerdings, dass die derzeitige Anreizregulierung mit festen Vergütungen ein Investitionshemmnis darstellt, wenn der Regulierer die Anerkennung der Investition von einer ex-post-Notwendigkeitsprüfung abhängig macht. Denn damit liegt das Investitionsrisiko vollständig beim Netzbetreiber, vgl. Brunekreeft, G., Meyer, R. (2011): Netzinvestitionen im Strommarkt: Anreiz- oder Hemmniswirkungen der deutschen Anreizregulierung? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61. Jg., Heft 1/2, 2-5.

Abbildung

Investoren in Erneuerbare Energien

In Prozent



¹ Die vier großen Energieversorger sind E.on, Vattenfall, RWE und EnBW.

² Projektierer planen und stellen Projekte im Auftrag Anderer fertig.

Quelle: Deutschland hat unendlich viel Energie, trend research 2011.

© DIW Berlin 2012

Erneuerbare Energien sind in Bürgerhand.

lagen für die wirtschaftlichen Schäden aus der Nichtanbindung zu kompensieren.¹⁹

Investitionshemmungen trotz Vergütungssicherheit

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Investitionshemmnisse in der derzeitigen Ausgestaltung des EEG an sich sehr gering sind. Dies liegt in erster Linie an der festen Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren. Die Vorrangregelung für die erneuerbaren Energien erhöht zudem die Vergütungssicherheit. Investitionshemmend wirken jedoch die permanenten Forderungen zahlreicher Volkswirte (Monopolkommission, Beirat Finanzministerium, Sachverständigenrat) sowie von vielen Lobbyverbänden nach Abschaffung oder Anpassung entweder des EEG selbst oder der garantierten Vergütungshöhen.²⁰ Dadurch wird regulatorische Unsicherheit erzeugt. Für potentielle Investoren entstehen Unwägbarkeiten somit hauptsächlich durch die Möglichkeit, dass unvorhersehbare, sehr kurzfristige und intransparente politische Entscheidungen über fundamentale Änderungen der Vergütungsregelungen innerhalb des EEG nicht auszuschließen sind. Das regulatorische Risiko wird durch den Bestandsschutz für bereits errichtete Anlagen zwar gedämpft. Bei noch in der Planungsphase befindlichen Anlagen kann es die Investitionsbereitschaft jedoch empfindlich schwächen.

Finanzierung der Energiewende

Damit der Zugang der Investoren zu Krediten gewährleistet ist und Engpässe bei der Fremdfinanzierung von Projekten zur Energiewende weniger wahrscheinlich werden, ist es dringend erforderlich, den Bankensektor zu stabilisieren. Kern der Stabilisierungsbemühungen sollte die Stärkung der Eigenkapitalbasis der Banken sein.²¹ Erst jüngst wurde in einer Untersuchung zur Kreditvergabe deutscher Banken in den letzten Jahr-

zehnten festgestellt, dass hohe Eigenkapitalquoten auch mit hoher Kreditvergabe einhergehen.²²

Immer wieder tragen Finanzinstitute Forderungen an die Politik heran, für Kredite im Rahmen der Energiewende möglichst geringe Risikogewichte (und damit eine möglichst kleine Eigenkapitalunterlegungspflicht) festzulegen. Das ist ein weiterer Hinweis darauf, dass vor allem Banken die Risikogewichtung im Rahmen von Basel III tendenziell als Vehikel nutzen, um die Politik zu weitreichenden Zugeständnissen bei der Eigenkapitalausstattung zu bewegen. Solchen Forderungen könnte durch den grundsätzlichen Verzicht auf die Risikogewichtung und der Einführung einer ungewichteten Mindest-Eigenkapitalquote von zum Beispiel fünf Prozent die Grundlage entzogen werden.²³ Ein Verhältnis von Eigenkapital zu ungewichteter Bilanzsumme von fünf Prozent strebt beispielsweise die Schweizerische Bankenaufsicht für ihre Großbanken an.²⁴ Um rasch eine bessere Eigenkapitalausstattung der Banken zu erreichen, sollten zeitlich begrenzte Dividenden- und Boni-Verbote ebenso wenig tabu sein, wie die direkte Beteiligung der öffentlichen Hand an den Banken.

Dafür und zur grundsätzlichen Absicherung des nach wie vor im Krisenmodus laufenden Finanzsystems müssen öffentliche Mittel vorgehalten werden, welche derzeit besonders knapp sind. Der finanzielle Spielraum zur Mitfinanzierung der Energiewende durch den Staat über das jetzige Niveau hinaus ist folglich gering. Hinzu kommt, dass der vom Bundestag beschlossene Fiskalpakt mit der Neuverschuldungsgrenze von 0,5 Prozent des Bruttoinlandsprodukts der Beschaffung von zusätzlichen Mitteln auf den Finanzmärkten enge Grenzen setzt. Plötzlich auftauchende Lücken bei den eingeplanten privaten Beiträgen zur Finanzierung der Energiewende können daher kaum durch den Staat gefüllt werden.

Gegenleistung für die Bankenrettung einfordern

In dieser Situation könnte eine Kopplung der Finanzmarktstabilisierung mit der Finanzierung der Energiewende helfen. Seit dem Ausbruch der Finanzkrise

¹⁹ Vgl. „Rösler und Altmaier einigen sich in der Offshore-Haftung“, Zeit online vom 3. Juli 2012, www.zeit.de/wirtschaft/2012-07/offshore-windenergiehaftung.

²⁰ Dabei wird auf die Höhe der volkswirtschaftlichen Kosten verwiesen und argumentiert, dass das EEG unverträglich mit dem Emissionsrecht handeln sei, vgl. Monopolkommission (2011): Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten. Sondergutachten, www.monopolkommission.de/; Sachverständigenrat: Jahresgutachten 2011/12. Sechstes Kapitel: Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im Europäischen Kontext. www.sachverstaendigenratwirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/download/publikationen/arbeitspapier_03_2012.pdf; Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium der Finanzen (2010): Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung. www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Ministerium/Geschaefsbereich/Wissenschaftlicher_Beirat/Gutachten_und_Stellungnahmen/Ausgewaehlte_Texte/0903111a3002.pdf?__blob=publicationfile&v=2.

²¹ Vgl. Schäfer, D. (2011): Banken: Leverage Ratio ist das bessere Risikomaß. DIW Wochenbericht Nr. 46/2011; Binder, S., Schäfer, D. (2011): Banken werden immer größer. DIW Wochenbericht Nr. 32/2011.

²² Vgl. Buch, C. M., Prieto, E. (2012): Do Better Capitalized Banks Lend Less? Long-Run Panel Evidence from Germany. University of Tübingen Working Papers in Economics and Finance No. 37.

²³ Auch die Versicherungswirtschaft ringt gegenwärtig mit Politik und Aufsicht um die Risikogewichte von lang laufenden Infrastrukturfinanzierungen im Rahmen von Solvency II, der zukünftigen Eigenkapitalregulierung für Versicherungen, vgl. www.gdv.de/wp-content/uploads/2012/04/Positionspapier.pdf.

²⁴ Die ungewichtete Eigenkapitalquote ist das Verhältnis von Eigenkapital zu gesamter Bilanzsumme. Die gewichtete Eigenkapitalquote ist das Verhältnis von Eigenkapital zu risikogewichteten Vermögenspositionen (Aktiva).

stellen die Staaten einen impliziten Garantierahmen für Großbanken zur Verfügung, ohne dass es bislang zu substantiellen Gegenleistungen seitens der Banken gekommen ist. Ein Vorbild für die Kopplung gesamtwirtschaftlicher Notwendigkeiten mit dem Schutz der Funktionsfähigkeit des Finanzsystems liefern die Hilfsauflagen des Sonderfonds Finanzmarktstabilisierung (SoFFin) bei seiner ersten Einrichtung im Jahr 2008.²⁵ Kapitalhilfen an Banken wurden damals unter anderem auch an eine ausreichende Vergabe von Mittelstandskrediten gekoppelt. Diesem Beispiel folgend könnte der Staat den Bankensektor verpflichten, sich im Gegenzug zu den staatlichen Anstrengungen bei der Finanzmarktstabilisierung angemessen an der Finanzierung der Energiewende zu beteiligen. Die Energiewende könnte so vollzogen werden, ohne Abstriche bei der Eigenkapitalunterlegung und der ebenfalls teuren Stabilisierung des Bankensektors zu machen.

Risiken auf viele Schultern verteilen – Eigenkapital und strukturierte Fremdkapitalfinanzierung bündeln

Neben der Einforderung einer angemessenen Bankenbeteiligung sollte die Politik auch potentielle Eigenkapitalgeber stärker in den Blick nehmen. Neuartige Infrastrukturprojekte brauchen in der Regel einen substantiellen Anteil an Eigenkapitalfinanzierung. Bei Investitionsobjekten wie Off-Shore-Windkraftanlagen²⁶ oder neuen Stromtrassen bietet es sich zum Beispiel an, Private Equity (PE) verstärkt mit einzubeziehen. Es ist davon auszugehen, dass die PE-Branche ein erhebliches Expertenwissen angesammelt hat, das für die Finanzierung von Infrastrukturprojekten im Bereich der erneuerbaren Energien genutzt werden könnte. Das Finanzierungsmodell könnte sich an die Technik der strukturierten Buy-Out-Finanzierung anlehnen (Kasten). Kern dieser Technik ist die Gründung einer Projektgesellschaft durch ein Private-Equity-Haus, die sämtliche Eigenmittel und das von vielen Finanzinstituten kommende Fremdkapital aufnimmt. Die Projektgesellschaft ist der eigentliche Financier und Betreiber der Infrastruktureinrichtung. Ziel dieser Technik ist es, hohe Finanzierungsvolumina zu stemmen und gleichzeitig die Risiken zu begrenzen und sie auf viele Schultern zu verteilen. Viele Projekte der Energiewende sind dadurch gekennzeichnet, dass die Haftung nicht nur auf das Projekt beschränkt ist, sondern bis auf die

Muttergesellschaft durchgreift. Durch das vorgeschlagene Finanzierungsmodell kann die Haftung auf das eingebrachte Eigenkapital beschränkt werden.²⁷

Keine Angst vor „Heuschrecken“

Private-Equity-Gesellschaften haben üblicherweise einen Investitionshorizont von fünf bis höchstens zehn Jahren. Um ihre eigenen Investoren auszahlen zu können, müssen sie ihre Anteile an der Projektgesellschaft und damit an der Infrastruktureinrichtung vermutlich noch während der Laufzeit der lang laufenden Kredite verkaufen. Bei einem Weiterverkauf durch die Beteiligungsgeber vor dem Laufzeitende werden die Halter der Darlehen zu Altgläubigern. Deren Forderungen können in das strukturierte Finanzierungs-konzept des Neueigentümers einbezogen werden. Sie können aber auch durch den Neueigentümer im Rahmen einer Neustrukturierung der Finanzierung des Kaufobjektes frühzeitig zurückgezahlt werden. Banken sichern sich hier üblicherweise durch spezielle Vereinbarungen im Kreditvertrag ab. Solche sogenannten Kreditnebenabreden (Covenants) könnten zum Beispiel festlegen, dass eine Ablösung des Kredits für den Fall eines Eigentümerwechsels erfolgen muss.²⁸

Wenn aus der Sicht der einzelnen Bank ein zu hohes Volumen von Infrastrukturkrediten in den eigenen Büchern verbleibt, könnten die Kredite auch zu einem Teil verbrieft werden und in Tranchen von unterschiedlichem Risikogehalt interessierten Anlegern, wie zum Beispiel institutionellen Investoren oder auch Hedgefonds, zum Kauf angeboten werden.²⁹ Mit der Verbriefung würde eine weitere Streuung der Investitionsrisiken einhergehen. Das sogenannte „Wasserfallprinzip“ sorgt zudem dafür, dass im Falle von Zahlungsschwierigkeiten bei den Krediten zuerst die als hoch riskant eingestuft und deshalb hoch verzinslichen Tranchen für die Verluste haften. Hingegen nehmen die als weniger riskant eingestuft Tranchen bei kleineren Zahlungsausfällen nicht an den Verlusten teil. Sie sind daher besonders für sicherheitsbewusste Investoren mit einem langfristigen Horizont wie Versicherungen attraktiv.

²⁵ Vgl. Bundesanstalt für Finanzmarktstabilisierung: Sonderfonds Finanzmarktstabilisierung. www.fmsa.de/de/fmsa/soffin/.

²⁶ Im EEG findet sich dazu folgende Definition: „OffShore-Anlage“ ist eine Windenergieanlage, die *auf See* in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden ist. Vgl. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG), a.a.O.

²⁷ Die Finanzierungsbereitschaft potentieller Eigenkapitalgeber hängt wesentlich davon ab, ob die Haftung auf das in das Projekt eingebrachte Eigenkapital beschränkt bleibt und im Falle von darüber hinausgehenden Verlusten kein Durchgriff auf das übrige Vermögen des Eigenkapitalgebers möglich ist. Vgl. dazu die Netzanbindung des OffShore Windprojekts in der Nordsee durch den Netzbetreiber Tennet, www.tennetso.de/site/news/2012/februar/offshore-strukturlosung.html.

²⁸ Schäfer, D., Fisher, A. (2008): Die Bedeutung von Buy-Outs/Ins für unternehmerische Effizienz, Effektivität und Corporate Governance. Report im Auftrag des Bundesverbands Deutscher Kapitalbeteiligungsgesellschaften (BVK), Politikberatung kompakt Nr. 38, DIW Berlin.

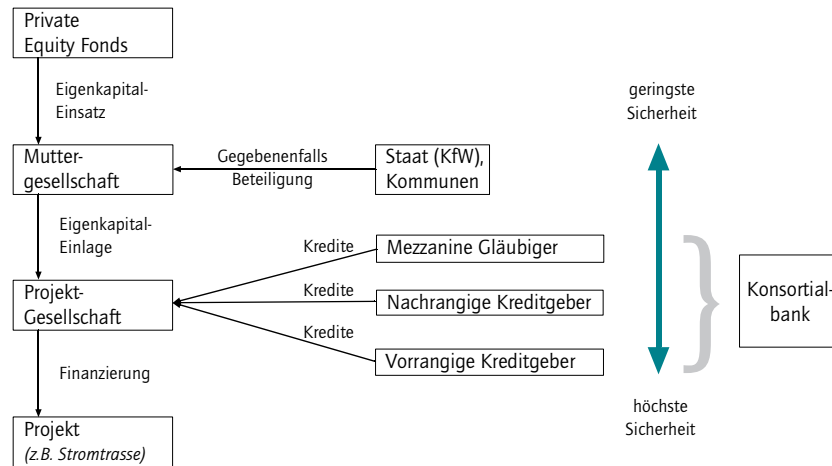
²⁹ Ein Teil des Kredits muss nach dem im Jahr 2010 beschlossenen Gesetz zur Umsetzung der geänderten Bankenrichtlinie und der geänderten Kapitaladäquanzrichtlinie in den Büchern der Banken verbleiben.

Kasten

Finanzierung von Anlagen für erneuerbare Energien

Abbildung

Finanzierungsmodell für die Energiewende



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Um eine adäquate Streuung der Risiken der Infrastruktur-Investitionen zu erreichen, könnte (unter Einbeziehung von Energieunternehmen und Kommunen) zunächst ein Konsortium aus mehreren Beteiligungsgebern gebildet werden. Die verschiedenen Beteiligungsgeber würden ihre Mittel in eine gemeinsame Muttergesellschaft einbringen. Die Muttergesellschaft würde dann ihrerseits eigens zum Zwecke der Investition eine Projektgesellschaft gründen, deren Anteile zu 100 Prozent von der Muttergesellschaft gehalten werden. Die Finanzierung der eigentlichen Investition erfolgt über die Einlage der Muttergesellschaft (Eigenkapital, EK-Einlage) und über syndiziertes Fremdkapital in Form von Darlehen unterschiedlichen Ranges und mezzaniner Finanzierung,¹ das die „Projektgesellschaft“ aufnimmt. Das Fremdkapital wird syndiziert, das heißt es kommt von einem Konsortium von Finanzinstituten, das von einer Konsortialbank zusammengestellt wird. Üblicherweise übernimmt die von den Beteiligungsgebern ausgewählte Konsortialbank auch die Garantie für die Bereitstellung der gesamten Fremdfinanzierung. Die Syndizierung des Fremdkapitals bewirkt

eine Erweiterung der finanziellen Möglichkeiten² und eine zusätzliche Streuung der Risiken (Abbildung).

Investorin und Eigentümerin der Infrastruktureinrichtung wäre die Projektgesellschaft. Die Kredite werden durch das Vermögen der Projektgesellschaft sowie eventuell durch Gesellschaftergarantien besichert. Die Bedienung des Fremdkapitals erfolgt über die Einnahmen der Projektgesellschaft.

Die Fremdfinanzierung könnte wie bei einem typischen Buy-Out aus endfälligen Krediten bestehen. Der Vorteil von endfälligen Langläufern liegt im ausbleibenden Zinsdienst während der Laufzeit. Nur ein geringer Teil der vorrangigen Verschuldung sollte amortisierend sein und über die Laufzeit zurückgezahlt werden.

Nachrangige Kredite sind schlechter besichert als die im Falle einer Insolvenz vorrangig zu bedienenden Gläubigerforderungen. Daraus resultiert eine höhere Risikoprämie. Nachrangige Anleihen könnten beispielsweise von Hedgefonds aufgenommen werden.

¹ Mezzanine Finanzierung ist Fremdkapitalfinanzierung, die Konditionen aufweist, die üblicherweise der Eigenkapitalfinanzierung zugerechnet werden. Zum Beispiel sind stille Einlagen eine Form der mezzaninen Finanzierung.

² Bei Großkrediten kann eine einzelne Bank sehr leicht mit den Vorschriften des Kreditwesengesetzes zum Großkredit in Konflikt geraten.

Strukturierte Finanzierungsmodelle der oben beschriebenen Art haben den Vorteil, dass die Risiken der langlaufenden neuartigen Infrastrukturinvestitionen auf viele Schultern verteilt sind. Damit kann verhindert werden, dass die von den privaten Investoren geforderten Risikoprämien prohibitiv hoch ausfallen. Die Fremdkapitalgeber sind zudem durch das Eigenkapitalpolster der Projektgesellschaft davor geschützt, an jedem Verlust unmittelbar beteiligt zu sein.

Staatliches Engagement in der Anlaufphase notwendig

Vermutlich ist im Anfangsstadium solcher Projektfinanzierungen dennoch staatliches Engagement notwendig, um diesen Finanzierungsmodellen auf breiter Front zum Durchbruch zu verhelfen. In der Etablierungsphase würde es sich daher anbieten, dass die KfW oder die Europäische Investitionsbank als möglicher Eigenkapitalgeber oder als Konsortialbank engagiert sind.

Einbeziehung von Projektbonds

Im Rahmen des vorgeschlagenen Finanzierungsmodells könnte ein Teil der Fremdfinanzierung auch mit Hilfe von garantierten Projektbonds aufgebracht werden. Diese Art von Anleihen wurde kürzlich von den EU-Mitgliedstaaten und dem Europäischen Parlament genehmigt.³⁰ Sie werden von privaten Schuldern begeben und über die Europäische Investitionsbank (EIB) garantiert. Die Forderungen der EIB sind dann über den EU-Haushalt teilweise abgesichert. Die Garantie der EIB schirmt private Fremdkapitalinvestoren gegenüber Verlusten ab, so dass die von privaten Investoren geforderte Risikoprämie sinken kann. Zurzeit ist vorgesehen, dass in einer Pilotphase bis Ende 2013 rund 230 Millionen Euro für Projektbonds aus dem EU-Budget abrufbar sind. Davon sind allerdings nur bescheidene zehn Millionen für Energieprojekte vorgesehen. Dieser Anteil sollte sich sehr deutlich erhöhen.

Die mit den EU-Mitteln zu erzielende Hebelwirkung lässt sich schwer einschätzen. Sie hängt entscheidend vom Sicherheitsbedürfnis der Investoren ab. Zwar ist die EIB Garantieggeber für die Projektbonds. Aber die Werthaltigkeit des Garantieverprechens wird entscheidend davon geprägt sein, ob die Rückversicherung der EIB über den EU-Haushalt von den Investoren als ausrei-

chend eingeschätzt wird. Um Finanzierungsmöglichkeiten und Finanzierungsmodelle umfassend auszuloten, könnte ein Runder Tisch mit allen politischen Entscheidungsträgern sowie potentiellen Financiers, angefangen von Private Equity und Hedgefonds über private Banken und Versicherungen bis hin zu den staatlichen Banken mit Förderauftrag, hilfreich sein.

Zusätzliche Einnahmen für Brückenfinanzierungen mobilisieren

Solange die Einnahmen aus dem Emissionshandel niedrig bleiben, müssen zusätzliche Einnahmen für notwendige Brückenfinanzierungen mobilisiert werden, um die staatlichen Defizitziele nicht zu gefährden. Die Finanztransaktionsteuer könnte hier einen wichtigen Beitrag leisten. Die EU-Kommission hat die jährlichen Einnahmen der Finanztransaktionsteuer (FTS) EU-weit auf 57 Milliarden Euro geschätzt. Darauf aufbauende Schätzungen kommen für Deutschland auf Einnahmen aus der FTS von mehr als zehn Milliarden Euro.³¹ Ein Teil dieser Einnahmen könnte direkt oder indirekt (über die KfW oder die EIB) in staatliche Beteiligungen an den notwendigen Infrastruktureinrichtungen fließen und zur Erhöhung der Absicherungssumme für Projektbonds genutzt werden.

Fazit

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende bedarf erheblicher Investitionen. Die Finanzierung der erneuerbaren Energien durch das EEG erhöht grundsätzlich die Planungssicherheit für Investoren. Zur Finanzierung von Großprojekten der Energiewende, wie großer Windparks auf See oder an Land beziehungsweise großer Infrastrukturprojekte, bedarf es hinreichender Finanzmarktstabilität und Risikostreuung. Der Staat sollte darauf drängen, dass als Gegenleistung des impliziten Garantierahmens für Großbanken zur Finanzierung der Energiewende beigetragen werden muss. Vordringlich sollte der Staat Maßnahmen zur raschen Stärkung der Eigenkapitalausstattung der Banken ergreifen. Die Lasten der Anschubfinanzierung könnten über die Bereitstellung von Einnahmen aus einem verbesserten Emissionsrechtehandel oder über zusätzliche Steuereinnahmen abgedeckt werden. Die Risiken sollten zudem auf viele Schultern verteilt und die Scheu vor sogenannten „Heuschrecken“ abgelegt werden. Hilfreich könnte dabei ein Runder Tisch sein.

³⁰ Siehe Pressemitteilung des EU Parlaments, www.europarl.europa.eu/news/de/pressroom/content/20120705IPR48349/html/Testphase-f%C3%BCr-neue-Projektanleihen-Parlament-stimmt-EU-Garantien-zu.

³¹ Schäfer, D., Karl, M. (2012): Finanztransaktionsteuer: Ökonomische und fiskalische Effekte der Einführung einer Finanztransaktionsteuer für Deutschland. Politikberatung kompakt Nr. 64, DIW Berlin.

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

Dorothea Schäfer ist Forschungsdirektorin Finanzmärkte am DIW Berlin | dschaefer@diw.de

FINANCING THE TRANSFORMATION OF THE ENERGY SYSTEM IN TIMES OF GREAT INSTABILITY OF FINANCIAL MARKETS

Abstract: One of the most pressing public priorities in Germany at present is how to organize the transformation of the energy system. However, the cost of stabilizing the financial sector as well as the fiscal pact and the debt brake mean that the state has limited financial resources. Consequently, the availability of private capital, whether it is in the form of equity or debt, is becoming a decisive factor in the successful transformation of the German energy system. Recently, there have been more and more indications that banks are very reluctant to extend credit and are focusing on the potential risks of financing the switch to renewable energy. At the same time, however, the

financial sector is also wrestling with political decision-makers about the capital requirements of the loans concerned. Yet there can be no discussion about reducing the capital base in the banking sector. Instead, the government should also call for appropriate involvement of the major banks in financing the transformation of the energy system in return for implicit guarantees for those banks, just as financial aid from the state was linked to loans being granted to SMEs in 2008. At the same time, the risks have to be spread more widely. Know-how about and the financial strength of private equity funds may be of help here.

JEL: G20 , Q42, Q43

Keywords: Sustainable Financial Architecture, Energy Turnaround in Germany, Investment in New Infrastructure



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
www.diw.de
79. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tilman Brück
Prof. Dr. Christian Dreger
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Dr. Martin Gornig
Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Prof. Georg Weizsäcker, Ph.D.

Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert
Nicole Walter

Redaktion

Renate Bogdanovic
Dr. Richard Ochmann
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Dr. Stefan Bach

Textdokumentation

Lana Stille

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
Nicole Walter
Tel. +49-30-89789-250
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent./min.
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Stabsabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.