

Nationaler Hochmut oder cui bono?

Ökonomische Beobachtungen zur deutschen „Energiewende“

Marc Oliver Bettzüge

Die technische Machbarkeit der deutschen „Energiewende“ steht außer Zweifel, kritisch ist hingegen die wirtschaftliche und gesellschaftliche Machbarkeit, denn wir wissen nicht so recht, wie wir diesen Kurs auf Dauer bezahlen sollen. Die Politik muss sich den Fragen stellen, ob höhere Anteile an erneuerbaren Energien zwangsläufig „gut“ und „richtig“ sind und wie viel nationaler Alleingang sinnvoll ist.

Die so genannte Energiewende stellt bei näherer Betrachtung wenig mehr als ein staatlich festgelegtes Zielsystem für den Technologiemark der deutschen Stromversorgung dar. Zwei wesentliche Eckpunkte charakterisieren dieses Zielsystem: ein exakt spezifizierter Abschaltfahrplan für die verbliebenen deutschen Kernkraftwerke einerseits und im Zeitverlauf steigende Anteilsziele für erneuerbare Energien (EE) andererseits, gemeint sind vor allem Wind- und Solarenergie. Genaue und eindeutige Anteilsziele gibt es dabei bislang nicht, insbesondere, wenn man auch die Inkonsistenzen zwischen Bund und Ländern berücksichtigt.¹⁾ Für den Rest des Stromsystems, derzeit mehr als 50 Prozent der Energie und mehr als 80 Prozent der gesicherten Leistung, sowie für den Wärme- und den Transportsektor sind die politischen Zielvorstellungen eher vage. So gesehen fokussieren sich die Energiewende in Deutschland und die öffentliche Debatte darüber also derzeit auf ein gutes Zehntel der deutschen Energiewirtschaft (nämlich Kernenergie und EE). Man sollte deshalb – wenn überhaupt – bis auf weiteres von einer Stromwende und nicht von einer Energiewende sprechen.

Die beiden charakteristischen Säulen der Stromwende sollen nach Willen der deutschen Politik in den kommenden Jahren konsequent fortgeführt werden: Abschalten der deutschen Kernkraftwerke und zugleich der weitere Ausbau der EE auf breiter Front. Legt man die Annahmen des Netzentwicklungsplans als mögliche Konkretisierung des politischen „Zielszenarios“ zugrunde, so ergibt sich ein geplantes Investitionsvolumen von über 200 Milliarden Euro zwischen 2013 und 2022, wovon mehr als die Hälfte in zusätzliche Anlagen, vor allem in den Bereichen Photovoltaik und Wind offshore, fließen würde (Abb. 1).²⁾ Unterstellt man, wie von der Bundesregierung angestrebt, dass die Stromnachfrage in Deutschland im gleichen Zeitraum um 10 Prozent gegenüber dem Niveau von 2008

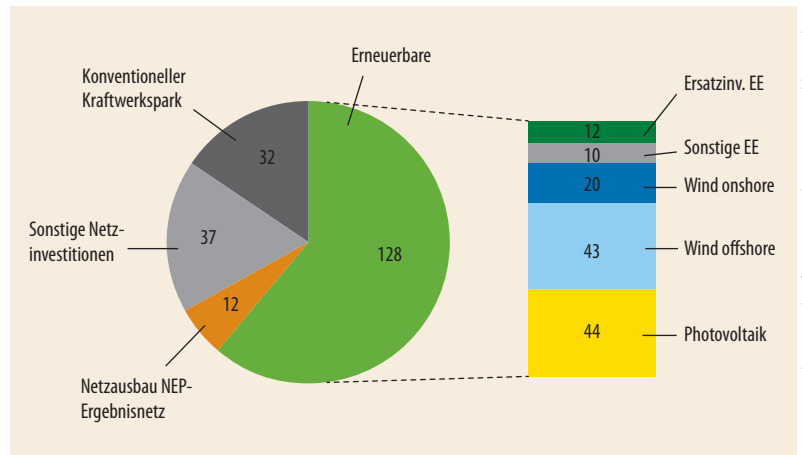


Abb. 1 Zwischen 2013 und 2022 sieht der Netzentwicklungsplan Investitionen von 208 Milliarden Euro in das deutsche Stromsystem vor. Fast zwei Drittel davon sollen in erneuerbare Energien fließen, wobei Photovoltaik und Wind-offshore den Löwenanteil erhalten.

sinkt, so ergibt sich aus diesen Szenarioannahmen ein rechnerischer Anteil³⁾ der EE an der deutschen Stromerzeugung von über 50 Prozent, also weit mehr als die von der Bundesregierung bislang angepeilten rund 35 Prozent (Abb. 2).

Neben dem übermäßigen Anteil der EE fällt an diesem Zielszenario für 2022 mindestens ein weiterer Aspekt ins Auge. Der Nettoexportsaldo Deutschlands steigt fast durchgehend – trotz der sukzessiven Abschaltung der Kernkraftwerke. Der wesentliche Grund für dieses Ergebnis sind die hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren der deutschen EE. Denn wenn beispielsweise in Deutschland die Sonne scheint, dann fast überall und zur ähnlichen Zeit. In der Tat zeigen vertiefen-

KOMPAKT

- Da die „Energiewende“ nur ein Zehntel der deutschen Energiewirtschaft betrifft, sollte man besser von einer „Stromwende“ sprechen.
- Durch den Kernenergieausstieg ergeben sich besondere Herausforderungen für Süddeutschland, denen man mit verschiedenen Preiszonen (Market Splitting) begegnen könnte.
- Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung sinkt der Wert des EE-Stroms mit der eingespeisten Menge und es kommt zu einem „Selbstkannibalisierungseffekt“.
- Eine umfassende Energiestrategie für Deutschland ist bislang nicht erkennbar.

1) Da die Nachfrage nicht genau vorhergesagt werden kann, wäre übrigens selbst ein präzises Anteilsziel für EE mit einem unsicheren Mengenziel für EE verbunden, vgl. hierzu u.a. [1].

2) Die aktuellen Reformüberlegungen bezüglich des Ausbaukorridors der EE ändern diese Planung voraussichtlich nur im Detail, nicht aber im Grundsatz.

3) Die Rechnungen wurden am EWI mit einem zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Dispatch-Modell des europäischen Stromsystems durchgeführt [2].

Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge, Energiewirtschaftliches Institut (EWI), Universität Köln, Alte Wagenfabrik, Vogelwanger Straße 321, 50827 Köln

de Analysen, dass in diesem Zielszenario mehr als ein Drittel der zwischen 2013 und 2022 zusätzlich geplanten Windenergie und mehr als 40 Prozent der zusätzlich geplanten Photovoltaik-Einspeisung ausschließlich den deutschen Nettoexportsaldo erhöhen.

Regional bedeutsamer Kernenergieausstieg

Die ökonomische Bewertung des Zielszenarios zeigt einen Aufwuchs der rechnerischen Gesamtsystemkosten um knapp 15 Milliarden Euro pro Jahr gegenüber 2012. Bezogen auf die Stückkosten (Kilowattstundenpreis) würde dies einen Anstieg um fast 50 Prozent bedeuten, da ja annahmegemäß die Nachfrage sinken soll [2]. Der Kernenergieausstieg trägt insofern zu diesem Aufwuchs bei, als mit der Zwangsabschaltung funktionsfähiger Kraftwerke volkswirtschaftliches Kapital vernichtet wird.⁴⁾ Aufgrund der Struktur des Strommarkts fällt ein Großteil dieser Wertvernichtung in Form von entgangenen Gewinnen der Kraftwerksbetreiber (Produzentenrente) und des Staates (entgangene Einnahmen aus der Brennelementesteuer) an, während die Strompreise, und in der Folge die Verbraucher (Konsumentenrente), durch diesen Vorgang nur in verhältnismäßig geringem Maße belastet werden.

Allerdings ergeben sich durch den Kernenergieausstieg besondere Herausforderungen für Süddeutschland, und vor allem für Bayern. Denn im Norden sind in den vergangenen Jahren durch den Neubau von Kohle- und Gaskraftwerken sowie durch die Windenergie erhebliche Ersatzkapazitäten für die norddeutschen Kernkraftwerke geschaffen worden. Diese Bilanz fällt dagegen für den Süden der Republik deutlich magerer aus. Während die abzuschaltenden Kernkraftwerkskapazitäten in Norddeutschland mehr als kompensiert werden können, besteht diese Möglichkeit für süddeutsche Kraftwerke im aktuellen Stromsystem nicht. Das historisch gewachsene regionale Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last in Deutschland

ist damit ins Ungleichgewicht geraten, zumal der Ausstiegsfahrplan der vorherigen Bundesregierung keine Rücksicht auf die geographische Dimension der Abschaltungen genommen hat. Es kommt daher vermehrt zu Netz-Engpässen zwischen Nord- und Süddeutschland.

In einer solchen Engpasssituation gibt es in Norddeutschland einen Überschuss des Stromangebots gegenüber der Nachfrage, während im Süden ein entsprechendes Angebotsdefizit entsteht. Aufgrund fehlender Transportnetze lässt sich dieses Ungleichgewicht physisch nicht ausgleichen. Kommerziell jedoch wird das Ungleichgewicht nicht sichtbar. Denn da der Strommarkt in Deutschland momentan in einer einzigen Preiszone organisiert ist – sprich das Land als eine Kupferplatte betrachtet wird, auf der jederzeit theoretisch ausreichend Stromübertragungskapazität zur Verfügung steht – gilt im ganzen Land der gleiche Börsenstrompreis. Doch bei Vorliegen eines Engpasses ist der Strom vor und hinter dem Engpass ökonomisch ein unterschiedliches Gut, welches daher auch einen unterschiedlichen Preis erhalten sollte.

Institutionell könnte man diese Art der regionalen Preisbildung in Deutschland durch ein Aufteilen Deutschlands in eine nördliche und eine südliche Preiszone (Market Splitting) umsetzen. Das wird beispielsweise in Skandinavien schon seit Jahren erfolgreich praktiziert. Aus dieser verbesserten Transparenz über die jeweilige regionale Knappheit würden sich viele Vorteile ergeben, sowohl für die marktnahe Bewertung des Standortvorteils süddeutscher Kraftwerke als auch für die korrekte Anpassung von Angebot und Nachfrage aus dem Ausland südlich des Engpasses (vor allem Österreich, Schweiz) an die energiewirtschaftlichen Realitäten. Zudem könnte man den ökonomischen Wert des Netzausbaus zwischen Nord- und Süddeutschland exakt an den Marktergebnissen ablesen und in die Entscheidungen über diesen Netzausbau einfließen lassen.

Doch politisch ist diese institutionelle Innovation eines geteilten deutschen Marktes aus vielen Gründen nicht besonders populär und nach wie vor unwahrscheinlich. In einer einheitlichen Preiszone aber muss der Staat eine Antwort darauf finden, wie er die Ersatzkapazitäten für die abzuschaltenden süddeutschen Kernkraftwerke (8,0 GW Nettoleistung) regulatorisch in den Markt bekommen will. Der nächste große Test für diese Politik ist die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld mit einer Leistung von 1,3 GW, die zum 31. Dezember 2015 erfolgen muss, wobei der Betreiber allerdings eine vorzeitige Stilllegung angekündigt hat.

Mittel- und langfristig setzt der Staat derzeit seine Hoffnung in dieser Frage auf den Netzausbau, der bis 2022 das Gleichgewicht in der einheitlichen Preiszone wieder herstellen soll. Wesentlicher Teil des Konzepts ist dabei, dass wegfallende süddeutsche Kernkraftwerke durch Leitungskapazitäten ersetzt werden, die den hauptsächlich durch Wind und Kohle geprägten Energiemix Norddeutschlands in den Süden transpor-

4) Dieser ökonomisch vergleichsweise leicht zu bewertenden Kapitalvernichtung muss der ökonomisch schwierig zu berechnende Wert gegenübergestellt werden, den die Gesellschaft den vermiedenen Risiken und Abfällen beimisst.

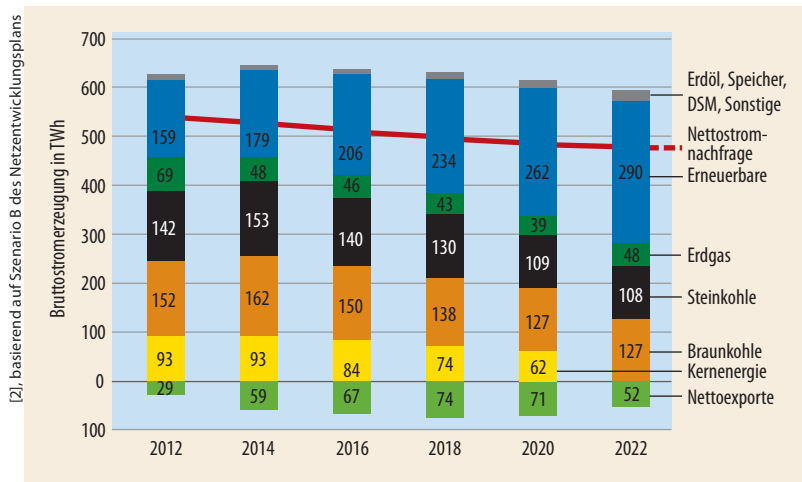


Abb. 2 Die Anteile einzelner Energieträger an der Bruttostromerzeugung werden sich in Deutschland bis 2022 unterschiedlich entwickeln. Die erneuerbaren

Energien sollen dann 54 Prozent des Bruttostromverbrauchs stellen, die Kernkraftwerke abgeschaltet sein. Dennoch wird Deutschland Strom exportieren.

tieren. Für die Abschaltung von Grafenrheinfeld ist beispielsweise die zeitgerechte Fertigstellung der sog. Thüringer Strombrücke wichtig. Ob diese Vorstellung, die Industrieregionen im Süden des Landes dauerhaft durch transportierte Strommengen zu versorgen, robust ist, muss sich im Zeitverlauf zeigen. Nicht zuletzt die Bürgerproteste gegen die Trassenführungen und die erheblichen Verzögerungen beim Leitungsausbau, die bislang zu beobachten waren, setzen ein erhebliches Fragezeichen zumindest für die kurze und mittlere Frist. Manche Beobachter sehen hier sogar auch grundsätzliche strategische Fragen für die südlichen Bundesländer. Denn die Standortüberlegungen, derentwegen das damalige Agrarland Bayern für ein halbes Jahrhundert so vehement für den Bau von Kernkraftwerken geworben hat, hätten im Kern nicht an Gültigkeit verloren.

Ein teures Unterfangen

Die zweite Säule der aktuellen deutschen Stromwende-Politik ist der rasche Ausbau von (fast) allen verfügbaren „modernen“ EE-Technologien jenseits der konventionellen Wasserkraft. Trotz erheblich gesunkenen durchschnittlichen Stromgestehungskosten dieser Technologien, die unter anderem durch die umfangreiche deutsche EE-Subventionspolitik der vergangenen 20 Jahre bewirkt wurde, ist immer noch keine dieser Technologien an deutschen Standorten wettbewerbsfähig, und das selbst bei deutlich höheren Preisen für Emissionszertifikate im europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) als derzeit beobachtet. Im Jahr 2013 mussten für die Refinanzierung der staatlich herbeigeführten EE-Investitionen staatlich garantierte Vergütungen in Höhe von rund 19 Milliarden Euro aufgebracht werden, welchen ein Marktwert des von den EE-Anlagen erzeugten Stroms in Höhe von rund 2 Milliarden Euro gegenüberstand. Faktisch wurden die EE-Investoren in Deutschland also im Jahr 2013 mit 17 Milliarden Euro subventioniert. Und auch zukünftig werden EE-Technologien an deutschen Standorten auf Sicht ohne Staatsgarantie nicht rentabel sein,⁵⁾ selbst bei einem verschärften EU-Emissionshandel oder der Einführung eines europäischen Förderregimes für EE.⁶⁾ Hierzu trägt – neben den eingeschränkten Standortqualitäten (siehe unten) – auch die gleichzeitige Verfügbarkeit von EE in Deutschland bei.

Die gleichzeitige und fluktuierende Einspeisung der EE-Technologien ist ein äußerst wichtiger wirtschaftlicher Systemeffekt, den an einzelnen Technologien orientierte Betrachtungen häufig unterschlagen. Diesen Betrachtungen vergleichen regelmäßig ausschließlich die Durchschnittskosten von (steuerbaren) konventionellen Kraftwerken und von (in der Regel nicht steuerbaren) EE-Technologien, die „levelized cost of electricity“ (LCOE). Dieser Vergleich ist jedoch unzulässig, weil die mangelnde Steuerbarkeit der erneuerbaren Energien nicht bewertet wird. Zudem vernachlässigt dieser Vergleich, dass – letztlich aufgrund

schwankender Nachfrage und mangelnder kostenfreier Speichermöglichkeit – der Strompreis in hohem Maße zeitabhängig ist. Das aber bedeutet, dass der Wert des von fluktuierenden EE-Anlagen erzeugten Stroms auch davon abhängt, wie viel von der jeweiligen Technologie bereits in dem System installiert worden ist [5, 6]. Sprich: Das erste GW Photovoltaik mit Südausrichtung in Deutschland ist wirtschaftlich betrachtet deutlich wertvoller als das vierzigste GW. Man kann zeigen, dass dieser „Selbstkannibalisierungseffekt“ der EE mit der bereits installierten Kapazität zunimmt und dass in Deutschland sowohl für Wind onshore als auch für PV bereits Penetrationsraten dieser Technologien erreicht sind, bei denen dieser Effekt von erheblicher Relevanz ist (Abb. 3). Speichertechnologien, die derzeit viel öffentliche Unterstützung erfahren, würden hieran nur etwas ändern, wenn sie extrem kostengünstig wären. Davon sind insbesondere die langfristigen Speicher wie Power-to-gas weit entfernt, so dass andere Flexibilitätsoptionen deutlich günstiger sind, insbesondere auch die EE-Abschaltung bei Einspeisespitzen [8].

Ein Festhalten an der EE-Ausbaustrategie wird also die Kosten der Stromversorgung weiter erhöhen – verglichen mit einem sofortigen Stopp dieses Ausbaus.⁷⁾ Zudem führt die spezifische Art der Staatsgarantie zu unnötigen Mehrkosten bei der Erreichung bestimmter EE-Anteilsziele: Denn erstens werden die Investitionen mit Durchschnittssätzen vergütet, also ohne Rücksicht auf den aktuellen Strompreis. Damit werden die Probleme der gleichzeitigen Einspeisung von Wind und Sonne bei Investitionsentscheidungen nicht berücksichtigt, woraus sich ineffiziente Anlagekonfigurationen ergeben können.⁸⁾ Zweitens gibt es keinen Wettbewerb der EE-Technologien untereinander, sondern es wird versucht, alle Technologien gleichermaßen „ins Geld“ zu bringen. Eine Konzentration auf Technologien mit geringen Differenzen zwischen Stromgestehungskosten und Marktwert, insbesondere Wind onshore, könnte die Förderkosten erheblich reduzieren. Drittens stehen die Standorte nicht im Wettbewerb miteinander, was teilweise zu erheblichen Renditen bei den Grundstücksbesitzern führt. In Verbindung mit dem dargestellten Market Splitting in Deutschland

5) Eine denkbare Ausnahme sind Anlagen für den Eigenverbrauch, insofern sie von den Zahlungen von angemessenen Netzentgelten und vor allem der diversen Umlagen ausgenommen bleiben. Relevant ist dies insbesondere für Photovoltaik, ggf. sogar mit Batterie. Allerdings liegt auch hier letztlich eine staatlich verordnete Preisverzerrung vor, ohne die diese Technologien auch noch auf Jahre hin nicht in großem Umfang wettbewerbsfähig wären [3].

6) Und sogar bei Einführung eines einheitlichen EU-weiten Förderregimes für EE [4].

7) Ein EEG-Moratorium wird von einigen Ökonomen gefordert [9], Ziffer 813.

8) Die geplante verpflichtende Direktvermarktung löst dieses Problem nicht, sondern führt nur zu einem verbesserten Kraftwerkseinsatz.

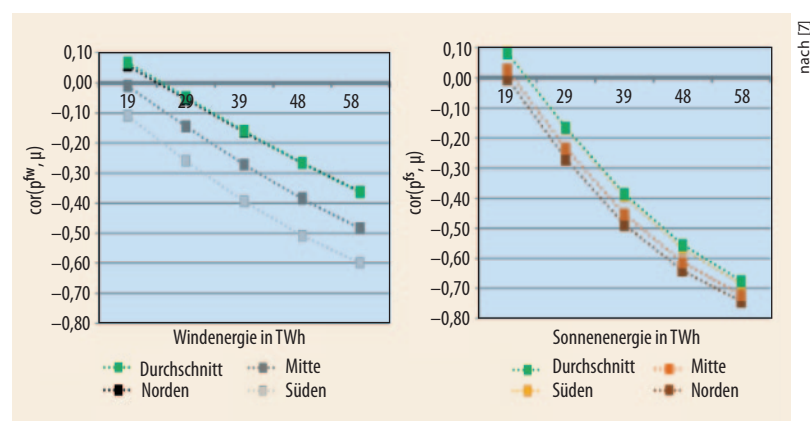


Abb. 3 Die Korrelation zwischen der eingespeisten Wind- (links) bzw. Sonnenenergie (rechts) und dem

Börsenstrompreis zeigt, dass der Marktwert der erneuerbaren Energien mit der produzierten Menge sinkt.

nach [7]

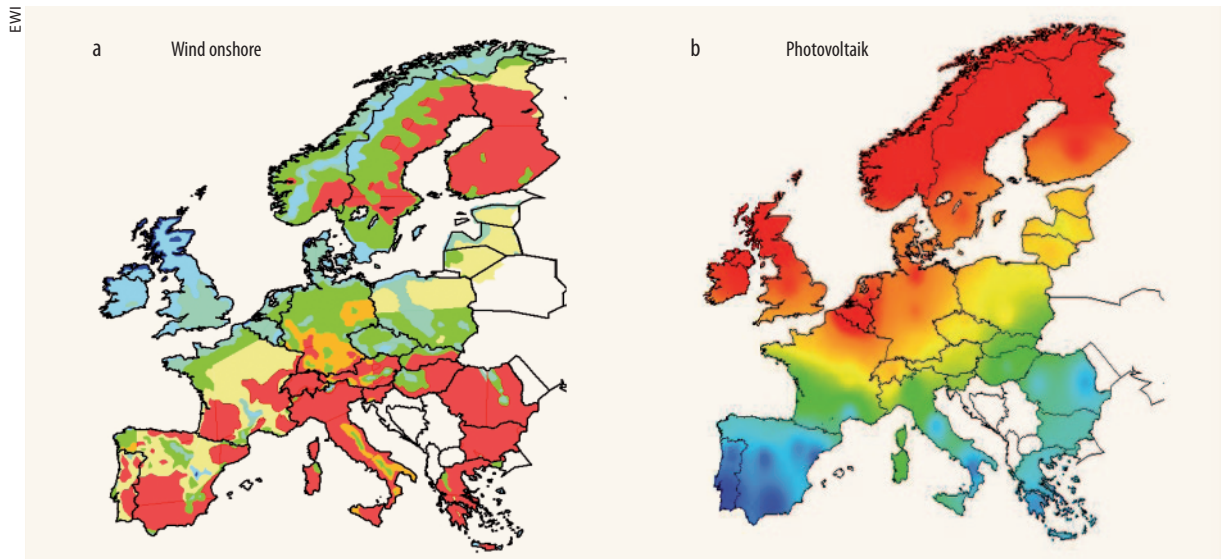


Abb. 5 Die spezifischen Erzeugungskosten für Wind onshore sind in Nordwest- und Nordeuropa am geringsten (a, blau) und rund ums Mittelmeer am höchsten (rot). Umgekehrt befinden

sich die besten Standorte für Photovoltaikanlagen rund ums Mittelmeer (b).

9) vgl. [10], wo Mehrkosten von mehr als 100 Milliarden Euro für den Zeitraum 2010 bis 2020 ermittelt werden.

10) Richtlinie 2009/28/EG

11) Sog. Aland-Windkraft-Fall

könnten durch einen echten Standortwettbewerb insbesondere auch süddeutsche Wind-Standorte wettbewerbsfähig gegenüber dem bereits stark penetrierten Norden werden.

Bei der Standortfrage ist ein Punkt von besonderer Bedeutung, nämlich die Beschränkung der deutschen Staatsgarantie auf Standorte in Deutschland. Wirtschaftlich führt die nationale Förderung zu erheblichen Mehrkosten im europäischen Binnenmarkt,⁹⁾ weil sich die Standortqualitäten für die verschiedenen EE in Europa in erheblicher Weise unterscheiden (Abb. 4). Auch global sind nur die besten europäischen Standorte wettbewerbsfähig gegen Standorte in den USA, Nordafrika, China oder Australien. Daher gehen auch die Szenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 und dessen Modifizierung nach Fukushima im Jahr 2011 ausdrücklich davon aus, dass sich die deutschen Ziele auch durch Investitionen an Standorten außerhalb Deutschlands erreichen lassen [11, 12].

Ferner ist diese territoriale Beschränkung europarechtlich fragwürdig. Zwar ist sie bis zum Jahr 2020 durch die EE-Richtlinie aus dem Jahr 2009 abgesichert.¹⁰⁾ Doch wird die Rechtmäßigkeit dieses Teils der Richtlinie derzeit vor dem Europäischen Gerichtshof mit einiger Aussicht auf Erfolg angefochten.¹¹⁾

EEG – Wie lange noch?

Ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland wird weiterhin Staatsgarantien benötigen. Doch die Architektur des EEG, die seit über einem Jahrzehnt die Grundlage für diese Staatsgarantie gewesen ist, kommt derzeit ins Wanken. Entscheidend für die politische Langlebigkeit dieses Gesetzes ist die Tatsache, dass die Politik die EE zwar bestellt, sie aber nicht aus Mitteln des Staatshaushalts finanziert, sondern die Mehrkosten quasi als Sondersteuer auf die Stromverbraucher umlegt. Insbesondere angesichts

der erreichten Größenordnung der Umlage ist dieser Vorgang verfassungsrechtlich mehr als fragwürdig [13], und entsprechende Verfahren sind anhängig. Es entstehen erhebliche Verteilungswirkungen – beispielsweise zwischen Bundesländern [14] oder Bevölkerungsgruppen – ohne dass diese ausdrücklicher Gegenstand der parlamentarischen Beratungen zum EEG gewesen sind. Widerstand gegen diese Sondersteuer kam bislang vor allem von der energieintensiven Industrie, die durch die Politik dann – wenig überraschend – weitgehend von der Umlage entlastet wurde. Zudem wird die Umlage bundesweit einheitlich gewälzt, was dazu führt, dass jedes einzelne Bundesland das Interesse hat, möglichst viele EE-Kapazitäten aufzubauen. Die Summe der Bundesländerziele für EE ist folglich höher als das Bundesziel. Es gab in der Vergangenheit Blockademehrheiten im Bundesrat gegen substantielle Änderungen beim EEG. Beides wäre aller Voraussicht anders, wenn die Umlagen bundeslandscharf ermittelt würden. Es sind also nicht zuletzt starke Verteilungsinteressen, die von der Förderung der EE an deutschen Standorten in erheblichem Maße profitieren, und die diese Interessen zu Lasten eines weitaus größeren Teils der Bevölkerung nach wie vor erfolgreich durchsetzen können.

Doch alle Säulen der politischen Unterstützung für das EEG erscheinen mehr und mehr brüchig zu werden. Die Umlage hat mit 6,2 Cent/kWh ein Niveau erreicht, bei dem der Protest gegen diese Besteuerung immer weitere Kreise der Bevölkerung erfasst. Parallel greift die EU-Kommission die Entlastungsregeln an, mit denen die Politik einen möglichen Widerstand der Industrie gegen das EEG bislang erfolgreich verhindert hat. Wird aber die Finanzierung der Garantien schrittweise oder sogar ganz auf Haushaltsmittel umgestellt, muss sich die EE-Förderung deutlich stärker als in der Vergangenheit explizit gegen andere gesellschaftspolitische Prioritäten durchsetzen. Hinzu kommt, dass sich die Spannungen zwischen den Bundesländern

wegen der Verteilungswirkungen des EEG ebenfalls verschärfen. Und zudem schwebt über allem das Risiko, dass deutsche Staatsgarantien zukünftig nicht mehr an der deutschen Grenze halt machen dürfen, was die politische Vermittelbarkeit solchen Tuns vermutlich erheblich reduzieren würde.

Bei aller rhetorischen Entschlossenheit weiter Teile der deutschen Politik, den EE-Ausbau an deutschen Standorten ungebremst fortzusetzen, sind also Zweifel angebracht, ob und wie dieses Unterfangen über die kommenden Jahre realisiert werden soll. Eine ökonomische oder klimapolitische Legitimation hat diese Politik ohnehin nicht. Denn da Deutschland Teil des europäischen Emissionshandels ist, führt die Subventionierung von deutschen erneuerbaren Energien nicht zu einer Senkung der Emissionen in Europa, sondern nur zu einer Senkung des Preises für Emissionszertifikate. Auch die häufig geäußerte Vorstellung, dass die Förderung der Diffusion von existierenden Technologien auf effiziente Weise Innovationen fördert und zudem die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Industriesektoren stärkt, erscheint weder in der Theorie noch im empirischen wirklich Befund stichhaltig.¹²⁾

Kein Apollo-Projekt ...

Natur- und ingenieurwissenschaftliche, aber auch politische Kreise diskutieren die mit den politischen Zielen der Stromwende verbundenen Herausforderungen häufig rein technologie-orientiert. Ob die formulierten technologiespezifischen Ziele der Höhe und der Zeitleiste nach in einer Gesamtschau aller Aspekte überhaupt sinnvoll sind und mit welchen Kosten unterschiedliche technologische Pfade verbunden wären, wird dabei regelmäßig ausgeblendet. Dabei ist der Energiesektor ein Weltmarkt. Technologien werden sich durchsetzen, wenn sie in diesem Weltmarkt wettbewerbsfähig sind. Alle Erfahrung lehrt, dass diejenigen, die über die Diffusion von bestimmten Technologien entscheiden, auch diejenigen sein sollten, die mit ihrem eigenen Kapital für den Erfolg oder Misserfolg der Technologien haften: also Unternehmer und Verbraucher – und gerade nicht ingenieurwissenschaftliche Expertenzirkel oder gar Politiker. Dass diese Unternehmen und Verbraucher verlässliche Signale über die gesellschaftlichen Kosten von Treibhausgasemissionen bekommen sollen, am besten auf globaler Ebene, ändert nichts an der These, dass der Staat sich bezüglich der Diffusion möglichst technologieneutral verhalten sollte. Damit wird auch deutlich, dass der häufig bemühte Vergleich zwischen der deutschen Energiewende und dem US-amerikanischen Apollo-Projekt hinkt. Ja, beide Projekte sind ehrgeizig und kommen die Gesellschaft teuer zu stehen.¹³⁾ Doch damit enden die Gemeinsamkeiten schon.

Beim Apollo-Projekt war die technische Machbarkeit die wesentliche Herausforderung, bei der deutschen Stromwende steht die technische Machbarkeit außer Zweifel; wir rollen ja im Moment bekannte und

vorhandene Technologien aus. Kritisch bei der Stromwende ist nicht die technische, sondern die wirtschaftliche und gesellschaftliche Machbarkeit, denn wir wissen nicht so recht, wie wir diesen Kurs auf Dauer bezahlen sollen und ob die Bürger die Kosten sowie den erheblichen Flächenverbrauch für EE-Anlagen und die erforderlichen Netze akzeptieren werden. Beim Apollo-Projekt ging es um ein einzelnes technologisches Projekt, für das viele Komponenten zusammengestellt werden mussten. Bei der Stromwende geht es um eine Vielzahl von völlig unterschiedlichen technologischen Projekten, die im Maßstab einer gesamten Volkswirtschaft aufeinander abgestimmt werden müssen. Für das Apollo-Projekt war daher eine zentrale Steuerung sinnvoll und angemessen, für die Stromwende würde die Konzipierung und Umsetzung eines von Vielen geforderten „Masterplans“ den Staat völlig überfordern. Und schließlich wurde das Apollo-Projekt vom Staat direkt bezahlt, während der Staat sich bislang gerade nicht an der Finanzierung der EE-Förderung beteiligt, ja sogar im Gegenteil – über die Mehrwertsteuer – von einer steigenden EEG-Umlage sogar noch profitiert.

... und keine schlüssige Strategie

Die aktuelle deutsche Energiewende-Politik mit ihrem dominanten Zweiklang von Kernenergieausstieg und EE-Ausbau ist in mehrerer Hinsicht einseitig. Sie konzentriert sich auf den Stromsektor und darin sogar noch auf nur zwei von mehreren Technologieklassen. Sie setzt quantitative Ziele ausschließlich für eine Dimension des energiepolitischen Trilemmas aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit und vernachlässigt damit systematisch die erheblichen Zielkonflikte zwischen diesen Dimensionen. In gewissem Sinne erscheint die deutsche Energiepolitik getrieben von der fixen Idee, dass höhere Anteile an erneuerbaren Energien immer und zu jeder Zeit „gut“ und „richtig“ seien – völlig unabhängig von den technologischen, ökonomischen, ökologischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen.

Somit ist die Stromwende bislang auch wenig mehr als ein ehrgeiziges, unvollständiges und teilweise inkonsistentes Zielsystem. Eine umfassende Energie-Strategie für Deutschland (in Europa) ist jedenfalls nicht erkennbar, die insbesondere einen sinnvollen Bezug nehmen würde auf den Kontext der globalen Märkte für fossile Brennstoffe und für Umwandlungstechnologien sowie auf den Zustand der globalen Klimaschutzverhandlungen. Zudem fehlt ein schlüssiges Umsetzungskonzept für die Erreichung der an den grünen (sic!) politischen Tischen festgelegten Ziele. Denn mit der Festlegung technologiespezifischer Energiemix-Ziele will der Staat tief in das Marktgeschehen eingreifen. Gleichzeitig kann und will der Staat selbst aber weder Investor noch Innovator sein. Die Hauptaufgabe des Staates besteht darin, einen belastbaren, langfristig berechenbaren Ordnungsrahmen

12) Die Entwicklung auf dem Produzentenmarkt für photovoltaische Anlagen in Deutschland spricht für die Hypothese, dass staatliche Förderprogramme in der Regel Innovationen behindern, wenn nicht sogar verhindern; vgl. dazu [15].

13) Das Apollo-Projekt, einen Menschen auf den Mond und wieder zurück zu bringen, kostete 25 Milliarden Dollar, nach heutiger Rechnung etwa 120 Milliarden Dollar. Deutschland hat allein seit 2005 mehr als 150 Milliarden Euro in die Erneuerbaren Energien investiert.

14) Vgl. allgemein zur Krise des EU-Binnenmarkts [17].

bereitzustellen, innerhalb dessen die einzelnen Akteure der Branche ihre Innovationsprojekte und ihre Investitionsvorhaben ausrichten können.

Für die Formulierung eines solchen langfristig geeigneten Ordnungsrahmens müsste die Politik zwei zusammenhängende Gretchenfragen beantworten [16], denen sie bislang konsequent auszuweichen scheint: Wie viel nationaler Alleingang ist im Rahmen des europäischen Binnenmarkts sinnvoll und mit dem Europarecht vereinbar? Und welche Rolle soll der Wettbewerb als Entdeckungsmechanismus für selbstdurchsetzende Innovationen spielen? Bislang hat die Politik kein Umsetzungskonzept vorgelegt, welches langfristig nachhaltige und schlüssige Antworten auf diese Fragen gibt. Damit trägt Deutschland auch dazu bei, den EU-Binnenmarkt für Strom zu destabilisieren,¹⁴⁾ ohne aber gleichzeitig überzeugende Alternativen für die Marktorganisation anzubieten.

Ausblick: Europa und Wettbewerb

Die nüchterne Betrachtung dieser Fakten und Zusammenhänge legt nahe, die deutsche Energiepolitik grundsätzlich zu überdenken. Leitplanken einer Neuausrichtung müssten die Stärkung der europäischen Dimension im Binnenmarkt und in der gemeinsamen Klimaschutzstrategie sowie eine Stärkung der Kräfte des Wettbewerbs sein. Ein gemeinsamer europäischer Markt mit langfristigen und verlässlichen Zielen für die Treibhausgasminderung würde die besten Voraussetzungen für eine leistungsfähige und sich gleichzeitig schrittweise dekarbonisierende europäische Stromwirtschaft schaffen. Bürger können ihre Kundenorientiertheit nutzen und insbesondere ihre Präferenz für bestimmte Technologien durch die Auswahl entsprechender Lieferangebote zeigen. Nur ein marktbasierter Ordnungsrahmen ermöglicht einen ergebnisoffenen Innovationswettbewerb um die besten Lösungen auf der Angebots- und Nachfrageseite und mobilisiert unternehmerische Kräfte, die auch im globalen Kontext wettbewerbsfähig sind.

Kaum jemand zweifelt daran, dass im Laufe des 21. Jahrhunderts die erneuerbaren Energien sowie individualisierte dezentrale Lösungen weltweit eine zunehmend wichtige Rolle spielen werden. Auf globaler Ebene wird der Wettbewerb zwischen Energieträgern und Anwendungen, unter Umständen unterstützt von globalen Preisen für CO₂-Emissionen, der wesentliche Treiber dieser Entwicklung sein. Doch eine ungeduldige und anmaßende nationale Energiepolitik, die die Vorläufer solcher Technologien mit staatlichen Garantien in den Markt hineinzwängt, atmet den Geist der zentral geplanten Stromwirtschaft des 20. Jahrhunderts. Der einzige Unterschied scheint zu sein, dass heute andere Technologien politisch präferiert werden als vor vierzig Jahren. Zukunfts- und technologieoffen ist eine solche Politik gerade nicht. Und gerecht im Sinne unserer Verfassung wäre sie nur, wenn die Parlamente, die eine derartige Technologieförderung be-

schließen, auch für die Finanzierung derselben mit den eigenen Haushaltsmitteln gerade stehen würden.

Literatur

- [1] M. Fürsch, S. Nagl und D. Lindenberger, *Energy Systems* 5, 85 (2014)
- [2] *EWI, Trendstudie 2022 – Belastungstest für die Energiewende*, Köln (2013)
- [3] C. Jägemann, S. Hagspiel und D. Lindenberger, *The Economic Inefficiency of Grid Parity: The Case of German Photovoltaics*, *EWI WP 13/19*, Köln (2013)
- [4] M. Unteutsch, *Who Benefits from Cooperation? – A Numerical Analysis of Redistribution Effects Resulting from Cooperation*, in *European RES-E Support*, *EWI WP 14/02*, Köln (2014)
- [5] A. D. Lamont, *Energy Economics* 30, 1208 (2008)
- [6] P. L. Joskow, *American Economic Review* 100, 238 (2011)
- [7] C. Jägemann, *A Note on the Inefficiency of Technology- and Region-Specific Renewable Energy Support – The German Case*, *EWI WP 14/05*, Köln (2014)
- [8] *EWI, Flexibility Options in European Electricity Markets in High RES-E Scenarios*, Köln (2012)
- [9] *Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Lage, Jahresbericht 2013/14*, Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik, Wiesbaden (2013)
- [10] *EWI, European RES-E Policy Analysis*, Köln (2010)
- [11] *Prognos/EWI/gws, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Basel/Köln/Osnabrück (2010)
- [12] *Prognos/EWI/gws, Energieszenarien 2011*, Basel / Köln / Osnabrück (2011)
- [13] G. Manssen, *Wirtschaft und Verwaltung* 4, 170 (2012)
- [14] *BDEW, EEG in Zahlen*, Berlin (2014)
- [15] *Expertenkommission Forschung und Innovation, Jahresgutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands*, Berlin (2014)
- [16] M. O. Bettzüge, *Europa und Re-Regulierung – welcher Ordnungsrahmen für die „Energiewende“?*, in: *Th. Kästner und H. Rentz* (Hrsg.), *Handbuch Energiewende*, etv Energieverlag, Essen, S. 415 (2013)
- [17] M. O. Bettzüge, *European Electricity Markets: Policy Deficiencies, Design Deficiencies, and Opportunities for Policymakers*, 2014, in: *Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective* (Hrsg.), *The Crisis of the European Electricity System*, Paris, S. 45 (2014)

DER AUTOR

Marc Oliver Bettzüge ist seit 2007 Professor für Volkswirtschaftslehre an der Universität zu Köln sowie gleichzeitig geschäftsführender Direktor und Vorsitzender der Geschäftsleitung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI). Er befasst sich vorrangig mit institutionellen und wirtschaftswissenschaftlichen Grundsatzfragen der Energiewirtschaft und der -politik und war u. a. Mitglied in der Enquete-Kommission „Wachstum, Wohlstand, Lebensqualität“ des Bundestages. Nach dem Studium der Mathematik und Volkswirtschaftslehre in Bonn, Cambridge und Berkeley promovierte er im Fach Volkswirtschaftslehre und arbeitete danach an den Universitäten von Bonn und Zürich sowie als Managementberater. Vor seiner Berufung nach Köln war er Partner und Geschäftsführer bei „The Boston Consulting Group“ (BCG).



Alle Artikel der Serie zur Energiewende sind gemeinsam mit weiteren passenden Beiträgen in einem Online-Dossier unter www.pro-physik.de/phy/physik/dossier.html zu finden.