

Panikmache oder berechtigte Kritik? Befürchtungen und Herausforderungen im Kontext der Energiewende

Jürgen-Friedrich Hake, Wolfgang Fischer und Christoph Weckenbrock

Der Prozess der Energiewende wird immer wieder auch von kritischen Anmerkungen begleitet. Gewarnt wird etwa vor großflächigen Stromausfällen oder einer weiteren Steigerung der Strompreise, welche nicht nur sozialunverträglich sei, sondern zudem auch die Wettbewerbsfähigkeit der Bundesrepublik schwäche. Vor dem Hintergrund vitaler Protestbewegungen gegen lokale Energiewende-Projekte wird zudem mancherorts in Frage gestellt, ob die energie- und klimapolitischen Ziele auf dem jetzigen Weg überhaupt zu erreichen sind.

Die Kritik am deutschen Vorhaben einer grundlegenden Transformation des Energiesystems findet z. B. Platz in Zeitungen wie dem Wall Street Journal, welches die Energiewende jüngst als „deutsche Jahrhundertwette“ [1] bezeichnete. Ähnlich große mediale Aufmerksamkeit findet auch das Beratungsunternehmen McKinsey, wenn es auf Grundlage seines Energiewende-Indexes [2] vermutet, dass die anvisierten Ziele bei der CO₂-Reduktion, der Senkung des Primärenergieverbrauchs oder dem Ausbau von Offshore-Windanlagen kaum mehr zu erreichen seien. Mit Blick auf den Bereich der Elektromobilität merkt zudem eine vom Bundeswirtschaftsministerium selbst in Auftrag gegebene Studie an, dass die Zielmarken verfehlt werden könnten [3].

Sorgen bezüglich der Umsetzung der Energiewende werden verstärkt artikuliert, die mit ihr verbundenen großen Chancen [4] hingegen scheinen in der Debatte mittlerweile unterbelichtet. Nachfolgend werden – exemplarisch – drei der populärsten Befürchtungen in diesem Kontext, nämlich die zu etwaigen Strom-Blackouts, zu vermeintlichen „Kostenexplosionen“ und dem vielbeschworenen „NIMBY“-Phänomen, näher beschrieben und analysiert.

Sicherheit der Elektrizitätsversorgung: Deutschland auf europäischem Spitzenplatz

Eine sichere Elektrizitätsversorgung zu garantieren gehört zweifelsohne zu den vorrangigen Zielen jeder Energiepolitik. Großflächige und langanhaltende Stromausfälle könnten katastrophale Folgen nach sich ziehen, wie einige hypothetische Szenarien und Studien bereits gezeigt haben [5].



Bei Schlüsselprojekten der Energiewende muss es eine Rückbesinnung auf das Primat der Politik geben
Foto: Sergey Nivens | Fotolia.com

Nach dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz sind die Netzbetreiber für die Stabilität der Stromnetze und damit die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zuständig. Bis heute, soweit kann Entwarnung gegeben werden, konnte diese Aufgabe von den deutschen Netzbetreibern mit außerordentlich großem Erfolg umgesetzt werden. Im Vergleich mit anderen EU-Staaten ist die Elektrizitätsversorgung hierzulande als sehr sicher einzuschätzen [6].

Der SAIDI (System Average Interruption Duration Index) gibt Auskunft über die Anzahl von Minuten, die ein durchschnittlicher Endverbraucher pro Jahr ohne Strom auskommen muss. In Deutschland variierte

dieser Wert in den Jahren von 2006 bis 2013 zwischen 22 (2006) und 15 Minuten (2013). 2013 entfielen von den 15 Minuten 2,47 auf den Niederspannungs- und 12,85 Minuten auf den Mittelspannungsbereich [7].

Zwar berücksichtigt der im Monitoring-Bericht von 2014 angeführte SAIDI „weder geplante Unterbrechungen noch solche aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen“, sondern nur ungeplante Unterbrechungen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber (atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Rückwirkungen aus anderen Netzen und andere Störungen), die länger als drei Minuten dauern [8, S. 63]. Deutschland gehört in Europa aber auch

dann noch zum Spitzentrio im Bereich Versorgungssicherheit (hinter Luxemburg und Dänemark), wenn geplante Unterbrechungen und Ereignisse wie Naturkatastrophen zusätzlich eingerechnet werden [6, S. 8].

Mehr noch: Mit Blick auf die hohe Anzahl von Rückwirkungsstörungen und Störungen durch Einwirkungen Dritter im Mittelspannungsbereich kam die Bundesnetzagentur noch im August 2014 zu dem Schluss, dass „ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität [...] für das Berichtsjahr nicht erkennbar“ sei [9]. „Blackouts“ stellen demnach auch über zwei Jahre nach der Entscheidung für eine beschleunigte Energiewende kein reales Problem für Deutschland dar.

Erhalt der Netzstabilität wird immer anspruchsvoller

Das Risiko, dass sich die Qualität der Versorgungssicherheit im weiteren Prozess der Umstellung unseres Energiesystems verschlechtert, könnte dennoch steigen. Dies insbesondere dann, wenn nicht alsbald Lösungen für Probleme gefunden werden, die schon seit längerer Zeit absehbar gewesen sind [10]. Die Entwicklung der Anzahl von Eingriffen zum Erhalt der Netzstabilität in den letzten Jahren indiziert, dass sich der Zubau von Erneuerbaren deutlich auf die Stromnetze auswirkt und die Betreiberunternehmen bereits jetzt vor große Herausforderungen stellt.

Der schnell ansteigende Anteil von fluktuierenden Energieträgern wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die mitunter langen Wegstrecken zwischen den Regionen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs (Last) und ein verzögerter Ausbau der Netzinfrastruktur können als Gründe für den Anstieg benannt werden. Marktbezogene Mittel zur Stabilitätssicherung wie das Redispatching oder das Countertrading, die ursprünglich nur als Notmaßnahmen gedacht waren, werden nun häufiger eingesetzt.

Daten des Übertragungsnetzbetreibers Tennet geben Aufschluss über das rasante Wachstum der Netzeingriffe: Kam Tennet im Jahr 2003 insgesamt noch mit zwei In-

terventionen aus, so stieg deren Anzahl auf 387 in 2007, 1 024 in 2011 und schließlich auf 1 213 in 2012 [11, 12, S. 15]. Dies entspricht zwischen drei und vier Eingriffen pro Tag. Zusammengefasst mussten die vier Übertragungsnetzbetreiber 2012 während 7 200 Stunden in die Netze eingreifen, 2010 waren es noch 1 800 Stunden [13].

Auch sind die Kosten für Maßnahmen zur Netzstabilisierung angestiegen. Momentan betragen sie rund 2 €/MWh oder in absoluten Zahlen 165 Mio. €, was im Vergleich zum Jahr 2008 einer Steigerung um mehr als 100 % gleichkommt [14]. In den letzten Jahren hat sich jedoch eine Art Lernprozess abgespielt, der die Netzbetreiber im Umgang mit der Problematik geschult hat. Zudem wurde das Netz bereits an einigen neuralgischen Stellen ausgebaut oder nachgerüstet. Dies kann jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass das Netzmanagement heute aufwendiger geworden ist.

So verwundert es nicht, dass die Bundesnetzagentur den zügigen Netzausbau weiterhin als das „Gebot der Stunde“ bezeichnet und – trotz ausgezeichneter SAIDI-Werte – empfiehlt, sich „nicht in Sicherheit zu wiegen“ [15]. Ganz abgesehen von Fragen der Grundlastversorgung oder der Einführung von Kapazitätsmechanismen [16, 17, 18, 19] steht fest, dass ein verzögerter Netzausbau bei sonst gleichbleibenden Rahmenbedingungen (Festhalten am geplanten Atomausstieg und weitere Erhöhung des Anteils Erneuerbarer) spätestens im Jahr 2022 zu erheblichen Engpässen führen könnte [20]. Warnungen vor kurz bevorstehenden Blackouts als Folge der Energiewende scheinen in Anbetracht der vorliegenden Informationen jedoch übertrieben zu sein.

Hohe Strompreise: Kosten für Industrie und Verbraucher ziehen Konflikte nach sich

Die Debatte um die Kosten der Energiewende fokussiert sich meist auf die Entwicklung der Strompreise und die Auswirkungen des EEG [21, 22, 23]. Die Strompreise für die deutschen Endverbraucher sind seit 2000 kontinuierlich gestiegen. Gleiches gilt im Grundsatz für die Industrie, auch wenn der Anstieg nicht die gleichen Zuwachsraten wie bei den privaten Endverbrauchern auf-

weist und nicht alle Unternehmen gleichermaßen betrifft.

Im Jahr 1998 lag der durchschnittliche Preis für Elektrizität in einem Dreipersonen-Haushalt bei 17,11 ct/kWh. Nach der Liberalisierung des Strommarktes Ende der 1990er Jahre fiel der Preis auf 14 ct (2000). Seitdem sind die Stromkosten jedoch durch preistreibende Komponenten wie Steuern, Abgaben und die EEG-Umlage auf 28,73 ct/kWh angestiegen. Allein der Anteil der EEG-Umlage ist von 2,05 ct im Jahr 2010 auf 6,24 ct in 2013 geklettert. Damit kann für einen durchschnittlichen deutschen Haushalt ein Preisanstieg von nominal rund 70 % und real von rund 35 % seit 1998 festgestellt werden.

Eine Bestimmung des Preisanstiegs für den industriellen Bereich gestaltet sich schwieriger, da je nach Abnahmemengen und Vertragsregelungen der Einzelpreis sehr stark variieren kann. Der Durchschnittspreis für von der Industrie genutzten Strom (160-20 000 MWh) stieg von 6,05 ct/kWh im Jahr 2000 auf 14,87 ct/kWh in 2013 an [24]. Je höher die geordneten Mengen an Strom ausfallen, desto niedriger ist der Preis für Industriestrom. Zudem bieten sich größeren Unternehmen gute Möglichkeiten, in Zeiten der Stromübersorgung diesen außerordentlich günstig einzukaufen [25].

In jedem Fall lässt sich aber festhalten, dass das Strompreinsniveau in Deutschland schon seit längerem deutlich über dem Durchschnitt der EU-Staaten liegt, sowohl für die Haushalte wie auch für die Industrie [25, S. 26ff, 26]. Allerdings war die deutsche Industrie bislang immer dazu in der Lage, das in Deutschland hohe Strompreinsniveau durch Innovationen und Produktivitätssteigerungen zu kompensieren. Trotzdem wird in der öffentlichen Debatte viel „Energie“ darauf verwandt, zu klären, wie diese Kosten der Energiewende sinnvoll zwischen den verschiedenen Stakeholdern zu verteilen sind. Die Konfliktlinien sind dabei mannigfaltig und verlaufen zwischen:

- privaten Akteuren (Besitzer von Windenergie- oder Photovoltaikanlagen vs. Endverbraucher);
- privaten Akteuren und Unternehmen (Besondere Ausgleichsregelung des EEG);

- Unternehmen (entlastete und nicht entlastete Unternehmen);
- den Regionen bzw. Bundesländern (hoher/niedriger EE-Anteil) sowie zwischen
- dem Staat und den Endverbrauchern (Öko- bzw. Stromteuer).

Die Debatte um die Kosten der Energiewende berührt damit wirtschaftliche, politische und nicht zuletzt auch soziale Fragen, was eine sehr intensive Einmischung diverser Interessengruppen nach sich zieht. Die Intensität, mit der die Diskussion um eine Reform des EEG und eine Neuausrichtung der Energiepolitik von allen Seiten geführt wird, ist auch ein Ausdruck für die hohen gesellschaftlichen Belastungen, die oft mit dem Transformationsprozess assoziiert werden.

EEG-Ausnahmen sichern Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie

Momentan konzentriert sich die Strompreis-Debatte vor allen Dingen auf die Aspekte der Wettbewerbsfähigkeit und der Sozialverträglichkeit. Die Ausnahme- und Rabattregelungen für energieintensive, international konkurrierende Unternehmen sind dabei zu einem Hauptstreitpunkt geworden, während die Belastungen für mittelständische Betriebe weniger im Fokus stehen [27]. Die Besondere Ausgleichsregelung nach § 16 EEG (neu: §§ 63ff. EEG) erlaubt es diesen Unternehmen, nach einem positiv beschiedenen Antrag die EEG-Umlage nicht in vollem Umfang zu entrichten. 2013 wurde 1 700 Unternehmen ein Rabatt auf die EEG-Umlage gewährt, was ungefähr 4 % aller deutschen Unternehmen entsprach.

Mit Blick auf den gesamten Bruttostromverbrauch des industriellen Sektors (243 TWh) bedeutete dies, dass nur 47 % davon mit der kompletten EEG-Umlage belegt wurden. Es erscheint unwahrscheinlich, dass sich an diesen Zahlen durch die Novellierung des EEG vom Sommer dieses Jahres grundlegend etwas ändern wird. D. h. im Umkehrschluss, dass eine gänzliche Abschaffung der Ausgleichsregelung oder ein grundlegender Prinzipienwechsel bei ihrer Umsetzung zwangsläufig zu wesentlich höheren Stromkosten für die Industrie und damit zu einem Wettbewerbsnachteil führen würde.

Befürchtungen werden daher laut, dass in diesem Falle – ähnlich wie beim Phänomen des „Carbon Leakage“ – Unternehmensverlagerungen und Standortwechsel erfolgen könnten [28]. Dies könnte demnach gravierende Folgen für die gesamte industrielle Produktionskette entfalten. Auch wenn sich einige stromintensive Unternehmen in den letzten Jahren bei inländischen Investitionen zurückgehalten haben [29], zeigen die Erfahrungen mit der bisherigen bzw. nun abgeänderten Ausgleichsregelung jedoch eines: der „Industriestandort Deutschland“, um eines der am meisten bemühten Schlagwort dieser Debatte aufzugreifen, hat bisher keinen nachhaltigen Schaden genommen.

„Neue soziale Frage“ durch die Energiewende?

Michael Vassiliadis, Chef der Chemiegewerkschaft IG BCE, hält das gegenwärtige Finanzierungsmodell der Energiewende für „teuer und ungerecht. [...] Die Rendite aus Wind- und Sonnenstrom finanzieren vor allem die Einkommensschwachen, die sich keine Photovoltaik und kein Investment in einen Windpark leisten können. Alles in allem ist die Energiewende auch eine riesige Umverteilung von unten nach oben“ [30]. Hierzu leistet auch die Besondere Ausgleichsregelung einen bedeutenden Beitrag, macht sie für den Endverbraucher doch 1,3 ct/kWh an der EEG-Umlage aus.

Bedingt die Energiewende tatsächlich die Entstehung einer „neuen sozialen Frage“, die am Ende über den gesamtgesellschaftlichen Erfolg des Projekts entscheiden könnte? Die Diskussion, wie sozialverträglich die Energiewende noch ist, fokussiert sich auf die niedrigsten Einkommensgruppen, da diese überdurchschnittlich stark belastet werden [22].

Die Kontroverse um „Energiearmut“ erreichte insbesondere 2012 einen Höhepunkt und wird seitdem auch von der Politik verstärkt geführt [31]. Genaue Statistiken zum Ausmaß der „Energiearmut“ liegen jedoch bis heute nicht vor. Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler sind sich dennoch darin einig, dass das Problem existiert und virulent ist.

Auch auf Grundlage dieser eher vagen, jedoch plausibel erscheinenden Annahme werden

seit einiger Zeit Lösungen für das Problem diskutiert. Die Erhöhung der Sozialtransfers, eine Intensivierung von Energieberatungen für private Haushalte, die Einführung von sozialen Stromtarifen oder Subventionen für den Kauf effizienterer Haushaltsgeräte durch sozial Schwächere gehören zum Katalog an diesbezüglichen Vorschlägen.

Bisher erscheint jedoch keine einzige dieser Ideen im Ansatz mehrheitsfähig zu sein. Zudem wäre danach zu fragen, ob die letztgenannten beiden Vorschläge überhaupt mit den ordnungspolitischen Prinzipien der sozialen Marktwirtschaft in Einklang zu bringen sind. Eine Umfrage zur Energiewende [32] ergab Anfang dieses Jahres, dass rund 90 % der Deutschen sehr genau die Entwicklung der Strompreise beobachten. 40 % der Befragten befürchteten gar, dass sie ihre Stromrechnungen bei weiter steigenden Strompreisen bald nicht mehr begleichen könnten.

Allerdings erwartet rund die Hälfte der Deutschen, dass Energiearmut für sie persönlich nicht zu einem Problem werden wird. Eine Spaltung der Bevölkerung in eine „energiearme“, die Energiewende ablehnende Schicht sowie eine „energiereiche“, womöglich von den EEG-Subventionen sogar profitierende Gruppe ist vor diesem Hintergrund eine Möglichkeit, die bei der weiteren Energiepolitik bedacht werden sollte.

Gesellschaftlicher Widerstand als Stolperstein der Energiewende?

Die Grundidee der Energiewende erfreut sich in Deutschland einer anhaltenden und breiten Unterstützung durch die Bevölkerung. Eine 2013 veröffentlichte Studie [33] zeigt, dass sowohl der Atomausstieg als auch der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien als Schlüsselkomponenten des Transformationsprozesses verstanden und mit überwältigender Mehrheit unterstützt werden.

Werden Energiewende-Projekte jedoch konkreter und die möglichen Auswirkungen dieser vor Ort fassbar, müssen nicht wenige Vorhaben mit starkem lokalen Widerstand rechnen. Die Eingriffe in Landschaftsbilder, Ökosysteme oder Urlaubs- und Wohngebiete

te, die Windparks, Strommasten oder Pumpspeicherkraftwerke verursachen, werden kritisiert, der Naturschutz nicht selten in Gegensatz zur Energiewende gestellt. Dabei organisieren sich lokale Protestgruppen mittlerweile auch auf nationaler und europäischer Ebene und versuchen so, den eigenen Einfluss zu mehren und erfolgreich Strategien zur Verhinderung bestimmter Projekte auszutauschen.

Die Diskrepanz zwischen der fast einhelligen Unterstützung der Energiewende auf der abstrakten Ebene und die weite Verbreitung von Bürgerwiderständen in konkreten Situationen vor Ort bspw. gegen Projekte des Netzausbaus wird gemeinhin als „not in my backyard“- oder NIMBY-Phänomen bezeichnet. Diese Interpretation der Motive von Protestbewegungen ist jedoch nur die halbe Wahrheit. Immer mehr sozialwissenschaftliche Studien halten das NIMBY-Konzept für nicht haltbar und haben nachgewiesen, dass auch andere Gründe außer der persönlichen Betroffenheit zur Ablehnung eines Projekts führen können [34, 35, 36]. Persönliche, psychologische und externe Faktoren beeinflussen die Akzeptanz von bestimmten Technologien, viele Bürger misstrauen größeren Investoren oder fühlen sich nur ungenügend informiert über die Planung und Umsetzung eines Projekts.

Informelle Bürgerbeteiligung ist kein Königsweg

Eine frühe, transparente und ergebnisoffene Bürgerbeteiligung hat sich als vermeintlicher Königsweg zur Akzeptanzgenerierung in den Köpfen der Politik und der Medien festgesetzt. Gleichwohl zeigen verschiedene Studien, dass auch bei einem vorbildlich geführten, informellen Bürgerbeteiligungsverfahren nicht notwendigerweise mit einem Erfolg des Projekts gerechnet werden kann.

Über die Hälfte aller Befragten in der bereits erwähnten Umfrage von 2013 gaben an, dass sie auch bei einer persönlichen Beteiligung am Planungsprozess ein Projekt, welches sie kritisch sehen, weiterhin ablehnen würden. Auch Versuche, die Bürger durch Gewinnbeteiligungen und hohe Renditen (Stichwort: „Bürgerleitung“) an Projekten zu beteiligen und so lokale Widerstandskräfte zu schwächen, sind von sehr speziellen

örtlichen Bedingungen abhängig und bisher wenig erfolgreich [37].

Sicher ist: Ein vielgestaltiger Protest macht auch differenzierte Kommunikations- und Vermittlungsstrategien notwendig. Diese können auf materielle Entschädigungen setzen, können neue Beteiligungsverfahren erproben oder mit großem finanziellen Aufwand für ein Vorhaben werben. Es ist jedoch verfehlt zu glauben, dass innovative Beteiligungskonzepte immer sicherstellen, dass Projekte auf lokaler Ebene auch Akzeptanz finden. Bei Schlüsselprojekten der Energiewende muss es daher eine Rückbesinnung auf das Primat der Politik geben, die zwar stets auch als Mittler und Interessenwahrer der Bürger agieren sollte, in bestimmten Fällen aber, im Sinne einer klaren Güterabwägung, trotz lokalen Protests ein Projekt unterstützen und durchsetzen muss.

Öffentlichkeit ist für viele Risiken bereits sensibilisiert

Energiesicherheit, Kostenentwicklung, gesellschaftlicher Widerstand – drei Problemfelder der heutigen Energiepolitik, die Deutschland intensiv beschäftigen. Die skizzierten Debatten zeigen, dass die Öffentlichkeit für viele Risiken bereits sensibilisiert ist und für alle drei Bereiche Lösungen gefunden werden können, sollte die Politik die richtigen Weichenstellungen vornehmen. Der Werkzeugkasten hierzu ist prall gefüllt, an Reformvorschlägen mangelt es nicht. In Zukunft werden aber noch zu anderen Teilbereichen der Energiewende heftige Diskussionen geführt werden.

Ist die Energiewende nicht immer noch zu stromzentriert? Müssten Aspekte wie der Individual- und Güterverkehr oder die energetische Sanierung des Gebäudebestandes nicht noch stärker in den Mittelpunkt rücken? Ist eine Ausdehnung des Emissionshandels auf den Verkehrssektor und andere Wirtschaftsbereiche sinnvoll und umsetzbar? Je konkreter die Maßnahmen in diesen Feldern werden, desto stärker werden die Auswirkungen der Energiewende im unmittelbaren Umfeld, in den Lebenswelten der Menschen spürbar werden. Kontroversen über das „Ende des Individualverkehrs“ und die „Entmündigung der Immobilienbesitzer“ werden dann wohl folgen.

Anmerkungen

- [1] Karnitschnig, M.: Die Energiewende – eine deutsche Jahrhundertwende. In Wall Street Journal online, 27.8.2014.
- [2] McKinsey & Company: Pressemitteilung, 2.9.2014.
- [3] Schlesinger, M. et al.: Kurzfassung zum Endbericht. Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück 2014.
- [4] Kemfert, C.: Standpunkt: Die Energiewende birgt enorme Chancen. www.bpb.de, Stand: 27.2.2013.
- [5] Petermann, T. et al.: Was bei einem Blackout geschieht. Berlin 2011.
- [6] CEER: CEER Benchmarking Report 5.1. on the Continuity of the Electricity Supply. Council of European Energy Regulators: Brussels 2014.
- [7] Zahlen nach: www.bundesnetzagentur.de, Stand: 1.9.2013.
- [8] BMWI: Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. Berlin 2014.
- [9] Bundesnetzagentur: Zuverlässigkeit der Stromversorgung auf konstant hohem Niveau. Pressemitteilung, 22.8.2014.
- [10] Flues, F. et al.: Die Versorgungssicherheit seit 2009: Ein Stimmungsbild. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63 Jg. (2013) Heft 4, S. 22-24.
- [11] Barth, T.: „The German Energiewende“: Shining or Warning Example for Europe? (Vortrag). In 5th Conference ELECPOR. 2013.
- [12] Falthaus, M. und Geiß, A.: Zahlen und Fakten zur Stromversorgung in Deutschland. München 2012.
- [13] Mengewein, J.: German Power Supply Is Becoming Less Secure, Grid Regulator Says. www.bloomberg.com 10.9.2013.
- [14] McKinsey & Company: Energiewendeindex. Stand: 2.9.2014.
- [15] Bundesnetzagentur: Pressemitteilung, 28.6.2013.
- [16] Agora Energiewende: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin 2013.
- [17] Matthes, F. C.: Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Berlin 2012.
- [18] Energy Brainpool: Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen. Berlin 2013.
- [19] Böckers, V. et al.: Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung. Düsseldorf 2012.
- [20] Pesch, T., Allelein, H. J. und Hake, J.-F.: Impacts of the transformation of the German energy system on the transmission grid. The European Physical Journal Special Topics, 2014. S. 1-15.

- [21] Frondel, M. et al.: Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. *Energy Policy*, 2010. 38 (8): S. 4048-4056.
- [22] Bardt, H., Niehues, J. und Techert, H.: Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland: Wirkungen und Herausforderungen des EEG. Köln 2012.
- [23] Kemfert, C.: Kampf um Strom: Mythen, Macht, Legenden. Hamburg 2013.
- [24] BDEW-Strompreisanalyse, 27.5.2013, Berlin.
- [25] BDEW: Industriestrompreise. Berlin 2014.
- [26] BMWi: Energiedaten: Ausgewählte Grafiken. Berlin 2013.
- [27] Die Welt, Sonderausgabe: Mittelstand | Rohstoffe und Energie, 16.9.2014.
- [28] Kafsack, H.: Generalangriff auf das EEG. *Energiawirtschaftliche Tagesfragen*, 63. Jg. (2013) Heft 11, S. 7.
- [29] Bardt, H.: Erhöhung der EEG-Kosten als Investitionshemmnis für stromintensive Unternehmen. Institut der Deutschen Wirtschaft, IW policy paper 3/2014.
- [30] Vassiliadis, M.: „Den Ökostrom zahlen die sozial Schwachen“ (Interview). In *Die Zeit*, 1.9.2014.
- [31] Brost, M.: Öko oder sozial? In *Die Zeit*, 17.6.2012.
- [32] Schumann, D., Fischer, W. und Hake, J.-F.: Energiewende, Energiesicherheit, Energieeffizienz: Wahrnehmung und Einstellungen in der Bevölkerung. *Energiawirtschaftliche Tagesfragen*, 64. Jg. (2014) Heft 9, S. 103-108.
- [33] Schumann, D., Fischer, W. und Hake, J.-F.: Energiewende und Stromnetzausbau aus Sicht der Bevölkerung. *Energiawirtschaftliche Tagesfragen*, 2013. 63 (7): S. 68-72.
- [34] Wüstenhagen, R., Wolsink, M. und Bürer, M. J.: Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 2007. 35 (5): S. 2683-2691.
- [35] Devine-Wright, P.: Rethinking NIMBYism: the role of place attachment and place identity in explaining place protective action. *Journal of Community and Applied Social Psychology*, 2009. 19 (6): S. 426-441.
- [36] Kronenberg, V. und Weckenbrock, C.: *Energiewende konkret*. Bonn 2014.
- [37] Walter, G. und Buschnig, D.: Lokale Akzeptanz und Partizipationsbereitschaft bei erneuerbare Energien-Kraftwerksprojekten. *Energiawirtschaftliche Tagesfragen*, 2014. 64 (9): S. 99-102.

Prof. J.-F. Hake, MA W. Fischer u. MA C. Weckenbrock, Institut für Energie- und Klimaforschung/Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), Forschungszentrum Jülich
 j.-f.hake@fz-juelich.de
 wo.fischer@fz-juelich.de
 c.weckenbrock@fz-juelich.de

Wie lässt sich der deutsche Exportüberschuss für Strom in 2013 erklären?

Christian Growitsch, Stephan Nagl, Jakob Peter und Christian Tode

Prinzipiell ist der Stromaustausch zwischen Ländern auf Preisunterschiede an den jeweiligen Strombörsen zurückzuführen. Bei einer beliebigen Stromnachfrage werden die Strompreise an den einzelnen Börsen vor allem von den Brennstoffpreisen, der jeweiligen Verfügbarkeit von Kraftwerken sowie der Einspeisung von erneuerbaren Energien beeinflusst. Die relativen Strompreise wiederum wirken auf den Stromaustausch. Dass sich trotz der Abschaltung von rund 8 GW Kraftwerksleistung im Zuge des Kernenergieausstiegs im Frühjahr 2011 hohe Stromexporte einstellen, könnte überraschen. Der Stromexport kann aber auf ein weiterhin bestehendes Überangebot an Kraftwerkskapazitäten, einen im europäischen Vergleich effizienten Kraftwerkspark sowie den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland zurückgeführt werden.



Die bislang national ausgerichtete „Energiewende“ und die Förderung erneuerbarer Energien müssen europäisch gedacht und ausgestaltet werden
 Foto: promesaartstudio | Fotolia.com

Entwicklung des Stromnettoexports in Deutschland

Deutschland war im letzten Jahrzehnt mit durchschnittlich 17,2 TWh durchweg Nettostromexporteur und erzielte in 2013 einen Exportüberschuss in Höhe von 33,8 TWh mit einem Wert von 1,94 Mrd. €. Die wichtigsten Abnehmer für Strom aus Deutschland waren im Jahr 2013 die Niederlande

(25,1 TWh), Österreich (14,0 TWh) und die Schweiz (11,5 TWh). Importiert wurde hauptsächlich aus Frankreich (11,6 TWh), aus der Tschechischen Republik (9,7 TWh), Österreich (7,7 TWh), Schweiz (3,8 TWh) und Dänemark (3,2 TWh) (Abb. 1) [1].

In 2013 war Deutschland auch in allen Monaten Nettostromexporteur, wobei besonders viel Strom in den Herbst- und Wintermonaten

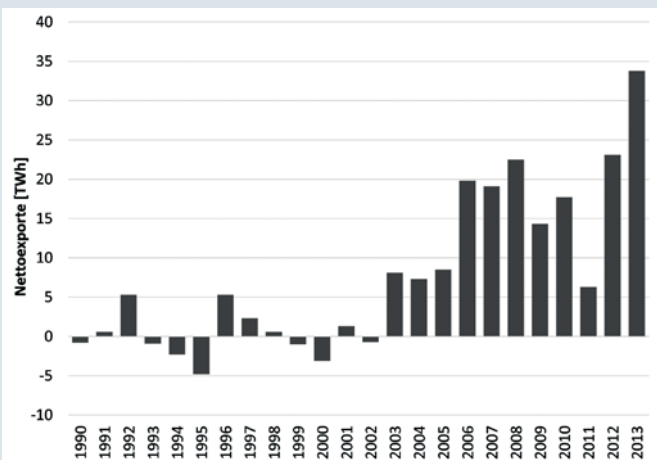


Abb. 1 Entwicklung der Nettostromexporte Deutschlands

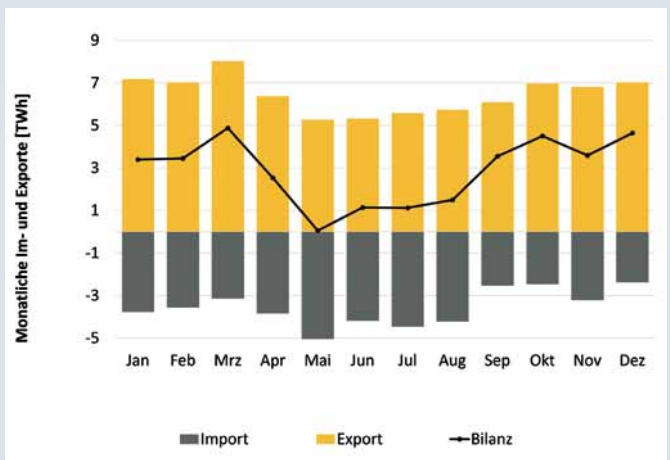


Abb. 2 Monatliche Strom-Im- und -Exporte 2013

exportiert wurde (Abb. 2). Die durchschnittlichen Nettoexporte unterscheiden sich dabei deutlich in den einzelnen Monaten: Während Deutschland in den Monaten Mai bis August einen fast ausgeglichenen Stromaustausch mit den europäischen Nachbarn hatte, wurden in den Monaten März, Oktober und Dezember jeweils mindestens 4 TWh mehr Strom exportiert als importiert.

Auffällig ist der (durchschnittlich) relativ hohe Nettostromexport in den Mittagsstunden zwischen 13 und 16 Uhr (Abb. 3): Während um die Mittagszeit mehr als 5 GWh/h exportiert wurden, lagen die Nettoexporte bei rund 2 GWh in den frühen Morgenstunden und am frühen Abend. Dementsprechend wurde zumeist bei hoher Nachfrage Strom exportiert.

Eine Zuweisung der Exporte auf einzelne Energieträger ist nicht möglich, da Strom eine leitungsgebundene Energieform ist. Es lässt sich lediglich der Strommix der jeweiligen Stunden den Nettostromexporten gegenüberstellen. Dieser liefert eine Indikation, welche Technologien überdurchschnittlich zu den Stromexporten beigetragen haben. Da derzeit keine zuverlässigen Daten über den stündlichen Kraftwerkseinsatz der konventionellen Anlagen in 2013 öffentlich verfügbar sind [1], können nur Teilanalysen für die Einspeisung von Wind- und Solaranlagen durchgeführt werden.

In 2013 wurde tendenziell mehr Strom netto exportiert, wenn Wind- und Solaranlagen

überdurchschnittlich viel Strom ins Netz eingespeist haben (Abb. 4). Dieser Zusammenhang ist aus ökonomischer Sicht wenig überraschend. Die Kostenstruktur von Solar- und Windkraftanlagen ist vor allem von hohen initialen Investitionskosten geprägt. Im späteren Betrieb der Anlagen fallen für die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom kaum weitere Kosten an. Damit können diese Kraftwerke (dargebotsabhängig) für nahezu 0 €/MWh in den Strommarkt bieten und befinden sich am linken Rand der Stromangebotskurve (Merit-Order).

Witterungsabhängig kommt es so zu einer Verschiebung der konventionellen Kraftwerk-

ke in der Stromangebotskurve nach rechts. Nicht nur in einem isolierten nationalen Elektrizitätssystem würde dies unausweichlich zu einer Senkung des Großhandelspreises führen (Abb. 5).

Der zugrunde liegende Effekt lässt sich am besten anhand eines Beispiels verdeutlichen. Angenommen, in einem ebenfalls isolierten benachbarten Land bestünde zwar ein identischer konventioneller Kraftwerkspark, aber eine deutliche geringere Kapazität an Solar- und Windkraftanlagen, würde sich in Zeiten hoher Wind- und/oder Solareinspeisung dort ein höherer Großhandelspreis einstellen. Sobald jedoch

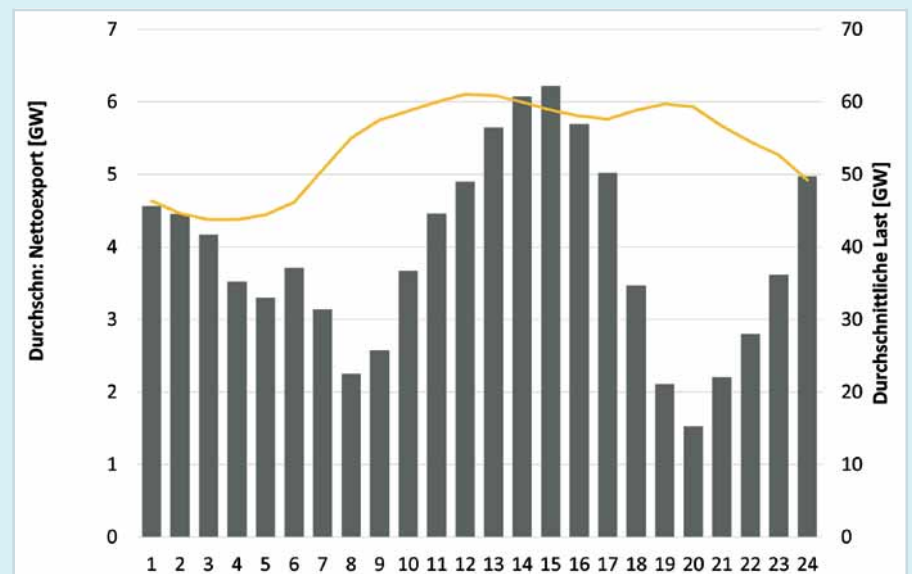


Abb. 3 Nettostromexport und Last nach der Tageszeit

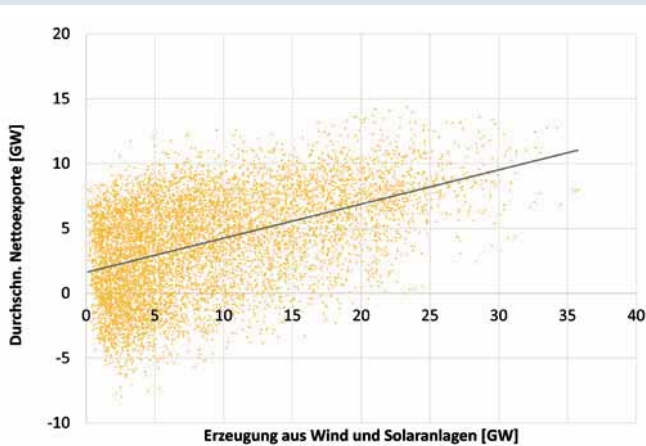


Abb. 4 Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen und Nettostromexporte

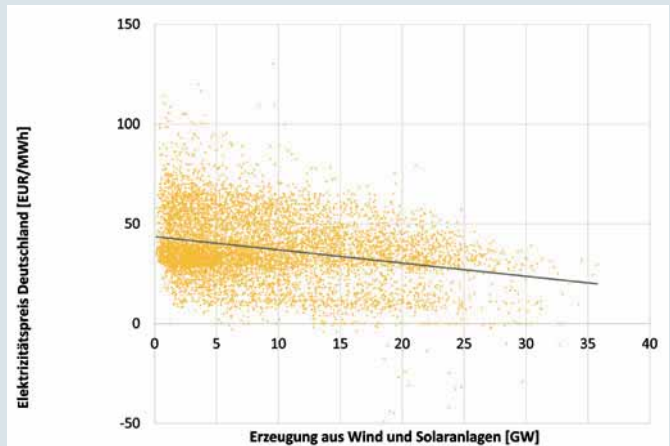


Abb. 5 Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen und Strompreis

zwischen beiden Märkten eine Verbindung geschaffen würde, ergäbe sich eine Arbitragemöglichkeit für die Marktteilnehmer. Infolgedessen würde der vorher niedrige Strompreis im Land mit hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien steigen und der Strompreis im Land mit geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien sinken. Bei ausreichender Übertragungskapazität zwischen den Märkten wäre die Gleichheit der Preise die Folge.

Ursachen, Auswirkungen und Effekte

Der zunehmende Export ist auf eine Kombination einer hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und im europäischen Vergleich vergleichsweise kostengünstiger konventioneller Stromerzeugung zurückzuführen. Der im Beispiel herangezogene Fall ist neben der Einspeisung von erneuerbaren Energien auch vom Kraftwerkspark in den verbundenen Ländern abhängig. Es wird unmittelbar ersichtlich, dass sich ein Export nur einstellt, wenn zusätzliche Stromerzeugung in Deutschland günstiger ist als im Ausland – unabhängig, ob es sich dabei um erneuerbare oder konventionelle Kraftwerke handelt. Da in jüngster Zeit in Deutschland vorwiegend neue Kapazitäten an grenzkostengünstigen erneuerbaren Energien geschaffen wurde, haben die Stunden zugenommen, in denen mit im Vergleich zum Ausland geringen Grenzkosten Strom produziert wird. Infolgedessen konnten sowohl erneuerbare als

auch aufgrund Vernachlässigung gewisser Externalitäten kostengünstige konventionelle Kraftwerke (bspw. Nuklear-, Braunkohle oder neue Steinkohlekraftwerke) in Deutschland ihre Elektrizität im Ausland vermarkten, was mit höheren Exporten einherging.

Diese Überlegungen zeigen deutlich, dass niedrige Elektrizitätserzeugungskosten in Deutschland zu Exporten führen. Dies wiederum bedingt, dass die Großhandelspreise im Inland steigen und im Ausland sinken. Neben einem offensichtlichen Außenhandelsüberschuss (1,94 Mrd. € in 2013) hat dies zwei bedeutende Auswirkungen:

- Zum einen ist der Grenznutzen weiterer Erzeugung aus erneuerbaren Energien auch bezüglich des Stromaußenhandels langfristig abnehmend. Das heißt, je mehr Strom aus Deutschland exportiert wird, desto mehr sinkt der Preis in den benachbarten Nationen und damit auch der Ertrag aus jeder zusätzlich exportierten Stromerzeugungsmenge.
- Zum anderen ergeben sich Verteilungseffekte, die zu diskutieren sind. Ökonomisch spricht man in diesem Zusammenhang von zusätzlicher Erzeugung aus erneuerbaren Energien unter dem EEG, höheren Exporten und damit resultierenden Großhandelspreissenkungen im Ausland von einer Externalität der nationalen Förderung von erneuerbaren Energien. Aus dieser Externalität ergeben sich Effekte auf Produzenten- und Konsumentenseite.

Grundsätzlich sinkt in jedem Jahr die Konsumentenwohlstand des nicht-privilegierten Endverbrauchs um den Betrag der Differenzkosten für die Förderung erneuerbarer Energien. Der Wirkungszusammenhang ist dabei wie folgt und gilt unabhängig von Stromexporten in benachbarte Länder. Durch den Export von Elektrizität sinken im Ausland die Preise, während sie in Deutschland ansteigen. Dies führt unmittelbar zu einer steigenden Produzentenrente für inländische Erzeuger konventionellen Stroms. Für Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien resultiert aus dem Stromexport dagegen keine Rentenänderung, er erhält eine fixe Einspeisevergütung [2]. Der Übertragungsnetzbetreiber, der den erneuerbaren Strom aufnimmt und den Produzenten mit dem festen Vergütungssatz kompensiert, veräußert die Strommengen zum nationalen Strompreis. Da er die Differenzkosten aus gezahlten Vergütungssätzen und Erlösen am Strommarkt durch die EEG-Umlage von den nicht-privilegierten Endverbrauchern ausgeglichen bekommt, ist auch der Netzbetreiber vom Stromexport nicht beeinflusst.

Auf Konsumentenseite ergeben sich unterschiedliche Effekte. Für alle Endverbraucher sinkt die Konsumentenrente für den konventionellen Anteil am Strommix analog zum Anstieg der Produzentenrente von Erzeugern konventionell erzeugten Stroms durch steigende nationale Strompreise.

Für Konsumenten im nicht-privilegierten Endverbrauch ändern die Exporte jenseits

der ohnehin erlittenen Konsumentenrentenverluste aus den konventionellen Exporten und den Differenzkosten nichts. Durch die export-induziert steigenden Preise sinken die Differenzkosten entsprechend; die Exporte sind für den Teil der Erneuerbaren am Strommix somit für die die EEG-Umfrage zahlenden Konsumenten rentenneutral.

Für den privilegierten Endverbrauch ergibt sich ein Rentenverlust aus dem Export des Merit-Order-Effekts.

Die genannten Verteilungswirkungen zwischen Produzenten und Konsumenten im In- und Ausland werden in der politischen Diskussion nicht adressiert. Das energiepolitische Ziel zum Ausbau erneuerbarer Energien bezieht die gesamte inländische Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf den inländischen Bruttostromverbrauch. Exporte des Stroms von Erneuerbaren zählen damit für die Zielerreichung in gleichem Maße wie inländisch verbrauchte Mengen.

Bei Erreichung der Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 werden die Exporte bei hoher Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen zunehmen. Die derzeitigen Ziele der Bundesregierung beinhalten einen weiteren Ausbau der Wind- und Photovoltaikanlagen. Unter anderem sollen Photovoltaikanlagen bis zu einer Leistung von 52 GW weiter gefördert werden. Dies wird dazu führen, dass Stromexporte bei hoher Einspeisung von Wind- und Solaranlagen weiter zunehmen. Dies verdeutlichen Simulationsrechnungen des EWI.

Nationale Energiewende europäisch denken!

Es gilt, die bislang national ausgerichtete „Energiewende“ europäisch zu denken und entsprechend die Förderung erneuerbarer Energien europäisch auszugestalten. Zum einen können aufgrund heterogener Standortbedingungen für Wind- und Solaranlagen die Kosten durch eine europäisch ausgestaltete Förderung insgesamt reduziert werden. Zum anderen besteht dann die Möglichkeit, die Kosten für den Ausbau der Anlagen auf alle Stromverbraucher in Europa zu verteilen. Denn ein effizienter Stromaustausch innerhalb Europas ist sinn-

voll und im Sinne des europäischen Binnenmarkts für Energie.

Anmerkungen

[1] Zwar stellt die EEX-Transparency Platform ex-post Erzeugungsdaten zur Verfügung, allerdings basiert dies auf freiwilliger Meldung der Marktteilnehmer und daher besteht weder eine hundertprozentige Vollständigkeit noch Zuverlässigkeit der Daten.

[2] Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012.

Quellen

AGEB: Stromerzeugung nach Energieträgern. Stand 11.6.2014.

AGEB: Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1. bis 4. Quartal 2013.

BMWi: Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat Juni 2014, Frage 85. 6.2.2013.

EEX: Strom Spotmarkt - EPEX SPOT, 2014.

ENTSO-E: Cross-Border Commercial Schedules. Transparency platform, 2014.

ENTSO-E: Load and consumption data. Transparency platform, 2014.

Weiterführende Informationen

Prognos, EWI, GWS: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück 2014.

EWI: Trendstudie Strom 2022 - Belastungstest für die Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie e. V., Köln 2014.

EWI: Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios. Studie im Auftrag der Internationalen Energieagentur (IEA), Köln 2012.

PD Dr. Chr. Growitsch (HWWI), Dr. St. Nagl (KPMG), MSc ETH Masch.-Ing. J. Peter und Dipl.-Ing. Chr. Tode, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
jakob.peter@ewi.uni-koeln.de



FLEXIBLE UND EFFIZIENTE ENERGIESYSTEME

27.–29. JANUAR 2015
LEIPZIGER MESSEGELÄNDE

www.enertec-leipzig.de

- die Energiefachmesse in Leipzig
- neueste Technologien
- innovative Dienstleistungen
- aktuelle Rahmenbedingungen
- mit hochkarätigem Fachprogramm



Beitrag von Wind- und Photovoltaik-Anlagen zu einer gesicherten Stromversorgung

Yvonne Dyllong und Uwe Maaßen

Der Umbau der deutschen Stromversorgung ist ein auf annähernd vier Jahrzehnte angelegtes Vorhaben. Dabei sind viele Zwischenschritte zu bewältigen. Über die Zeit gesehen werden neue Systemkonfigurationen entstehen. Von Bedeutung ist die Fragestellung, wie die fluktuierende Einspeisung, insbesondere aus Wind- und Photovoltaikanlagen, in das deutsche bzw. europäische Stromsystem integriert wird. Von besonderem Interesse dabei ist, inwieweit Windkraft und Photovoltaik zur Versorgungssicherheit beitragen. Das wird im Folgenden anhand realer Daten des Jahres 2013 untersucht.

Bei der Transformation des Stromsystems geht es in einem ersten Abschnitt darum, den 2011 beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 zu bewältigen (Abb. 1). Der entfallende Versorgungsbeitrag der Kernkraft soll zum einen durch den Ausbau der Offshore-Windkapazitäten in der Nord- und Ostsee und zum anderen durch den Ausbau von Wind- und PV-Anlagen – verteilt über ganz Deutschland – erbracht werden.

Auf dem Gebiet der Stromerzeugung aus Wind an Land und aus PV-Anlagen wurden in den vergangenen zehn Jahren umfangreiche Erfahrungen gesammelt, die sich auf die Kosten, aber insbesondere auf das Betriebsverhalten und die Systemintegration beziehen.

Dieser Artikel befasst sich auf Grundlage von realen Daten des Jahres 2013 mit der

Frage, wie die Einspeisung von Wind- und PV-Strom tatsächlich erfolgte, welche Charakteristik sie hatte und welcher Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet wurde.

Zur Beurteilung der Einspeisung von Wind- und PV-Strom

Die vom Fraunhofer ISE veröffentlichten Darstellungen zur Stromproduktion zeigen eine wachsende Dynamik im Stromsystem (Abb. 2). Diese Darstellungen, die im Internet für alle Wochen sowie Monate des Jahres verfügbar sind [1], lassen jedoch keine Aussage darüber zu, welche Qualität diese Stromeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen hat.

Anhand der von der Strombörse in Leipzig veröffentlichten viertelstündlichen Mittelwerte für die Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen lässt sich gut darstellen,

wie die Einspeisung dieser Erzeugungstechnologien über das Jahr 2013 tatsächlich erfolgte. Dabei wird für jede Stunde, z. B. am 1. Januar von 0:00 Uhr bis 1:00 Uhr oder am 26. Juni von 12:00 Uhr bis 13:00 Uhr ermittelt, wie hoch die Einspeisung von Wind und PV in der jeweiligen Stunde zusammen ausfiel. Die ermittelte Einspeisung wird anhand einer geordneten Dauerlinie abgebildet (Abb. 3, 4).

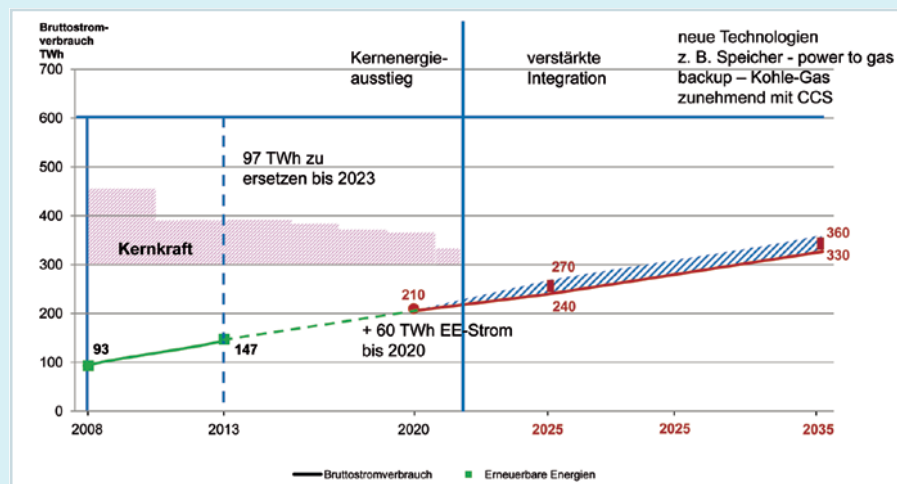
Diese Auswertung der Stromeinspeisung ermöglicht es, die stromwirtschaftliche Bedeutung der Wind- und PV-Einspeisung zu erörtern.

Status quo 2013: Beitrag von Wind- und PV-Erzeugung zur Strombedarfsdeckung

Die installierte Leistung von Windenergieanlagen betrug Ende 2013 34,4 GW, die von PV-Anlagen 34,7 GW. Zusammen sind das 69,1 GW. Die Erzeugung von Wind betrug 53,4 TWh, entsprechend 8,5 % der Bruttostromerzeugung; die Erzeugung der PV-Anlagen betrug 30,0 TWh, entsprechend 4,8 %. In Summe wurden aus Wind und PV 83,4 TWh erzeugt [2]. Das entspricht 13,3 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland (Abb. 5).

Die Dauerlinie PV verdeutlicht, dass Photovoltaikanlagen mit einer Kapazität von 34,7 GW nur in 2 219 von 8 760 Stunden im Jahr mehr als 5 GW einspeisten. Windenergieanlagen lieferten in 3 428 Stunden über 5 GW (Abb. 4).

Die geordnete Dauerlinie aus *zeitgleicher* [3] Erzeugung von Wind und PV ist in Abb. 3 (blau – durchgehend) und in Abb. 4 (rot – gestrichelt) dargestellt. Die höchste Strom-



Ziele Bundesregierung gemäß Koalitionsvertrag:
 EE-Anteil: 2020 min. 35 %, 2025 – 40 bis 45 %, 2035 – 55 bis 60 %
 Bruttostromverbrauch stabil bei 600 TWh

Abb. 1 Stromwirtschaftliche Ziele der Bundesregierung

einspeisung von Wind und PV zusammen betrug etwa 35 GW und war im Jahr 2013 für etwa drei Stunden verfügbar. Dieser max. Einspeisewert entspricht etwa 50 % der installierten Leistung der Wind- und PV-Anlagen.

Die geringste Leistung betrug 0,1 GW. Diese Kapazität stand das ganze Jahr über zur Verfügung und wurde von Windenergieanlagen erzeugt. Die gesicherte Leistung der insgesamt 69,1 installierten GW an Wind- und PV-Kapazitäten betrug also 0,15 %. Dass Solarenergie nicht ständig verfügbar ist, liegt auf der Hand. Der geringe Wert für die Windenergieeinspeisung zeigt jedoch, dass nicht gemäß dem Ausdruck „irgendwo weht der Wind immer“ von einer sicheren Mindestleistung der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen ausgegangen werden kann. Im Verlauf des Jahres 2013 war folgende Einspeisung von Wind- und Solarstrom zeitgleich zu verzeichnen (Abb. 4):

- mehr als 20 GW in 755 von 8 760 h;
- mehr als 10 GW in 3 076 von 8 760 h;
- mehr als 5 GW in 5 332 von 8 760 h.

Obwohl 2013 insgesamt 83,4 TWh aus Wind- und PV-Anlagen eingespeist wurden, zeigt die geordnete Dauerlinie Wind- und PV-Einspeisung, dass aufgrund der ungünstigen meteorologischen Verhältnisse in Deutschland die stromwirtschaftliche Relevanz der Wind- und PV-Einspeisung eingeschränkt ist. Der beachtliche Umfang der erzeugten Stromarbeit (kWh) verstellt den Blick auf das andere wesentliche Kriterium, nämlich die Verfügbarkeit von Leistung. Die Auswertung zeigt, dass an 5 684 Stunden eine addierte PV- und Windeinspeisung von weniger als 10 GW verfügbar war.

Daraus leitet sich ab, dass bei der Integration von Wind und PV ein komplementäres System erforderlich ist. Beim heutigen Stand der Technik kommen hierfür Steinkohlen-, Braunkohlen- und Gaskraftwerke in Frage, die in Kombination mit Pumpspeichern oder Wasserkraftwerken die Stromversorgung sicherstellen. Dieses komplementäre Stromerzeugungssystem muss den Umfang der erwarteten Höchstlast umfassen, die in Deutschland in einer Größenordnung von 85 GW liegt.

Tatsächliche Produktion

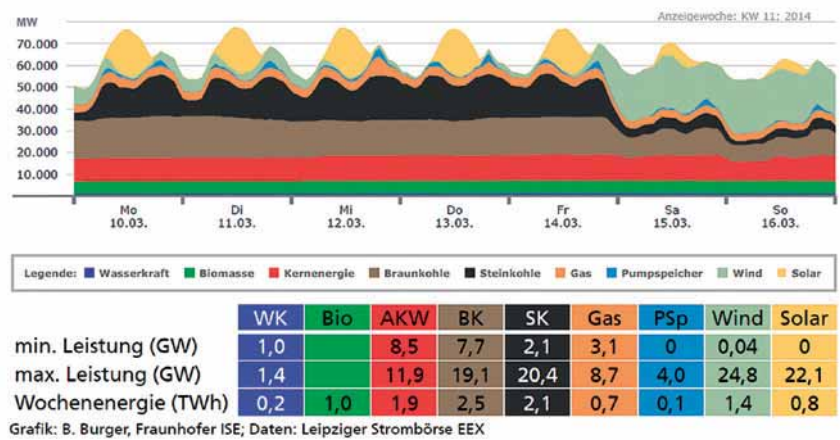
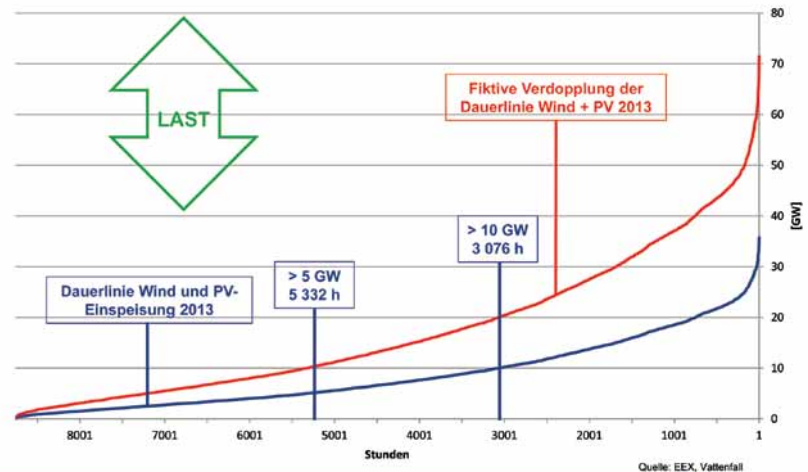


Abb. 2 Stromproduktion: Woche 11, 10.-16.3. 2014



Die fiktive Verdopplung der Dauerlinie Wind + PV 2013; d. h. doppelte Kapazität im technischen Status quo, verändert die stromwirtschaftliche Relevanz der EE-Einspeisung nur geringfügig, sondern sorgt für schwer beherrschbare Spitzen.

Abb. 3 Stromwirtschaftliche Relevanz der Wind- und PV-Einspeisung: Geordnete Dauerlinie Wind und PV 2013

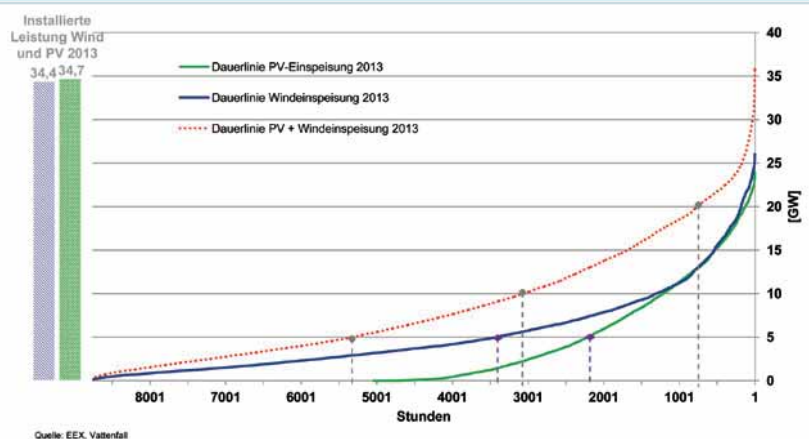


Abb. 4 Stromwirtschaftliche Relevanz der Windeinspeisung sowie der PV-Einspeisung: Geordnete Dauerlinien Wind und PV 2013

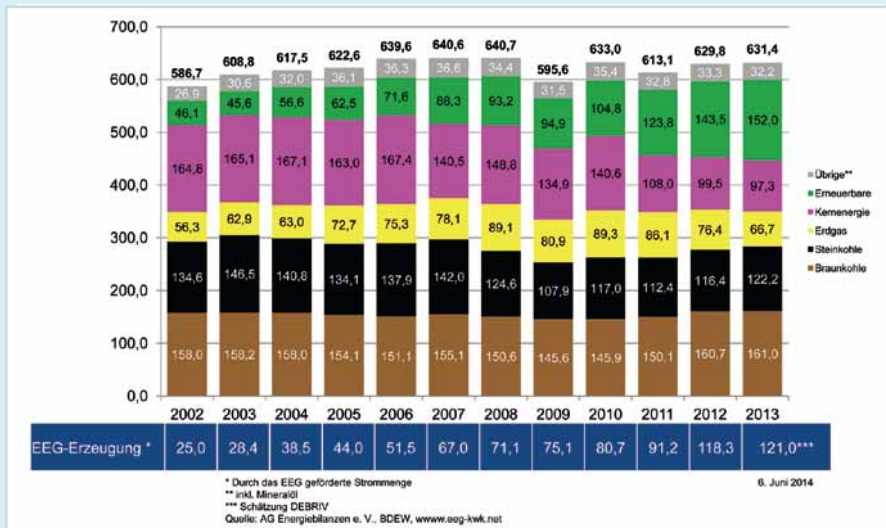


Abb. 5 Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern von 2002-2013

Potenzieller Beitrag zur Strombedarfsdeckung bei fiktiver Verdopplung der Kapazitäten

Der weitere Ausbau der Wind- und PV-Kapazitäten ist ein Schwerpunkt der aktuellen Energiepolitik. Von den Ländern und in den Regionen wird insbesondere gefordert, Windkraft an Land auszubauen. Auch die PV-Kapazitäten sollen weiter wachsen. Um die stromwirtschaftliche Relevanz dieser Strategie zu beurteilen, wird eine theoretische Betrachtung durchgeführt. Was würde geschehen, wenn im technischen Status quo die Wind- und PV-Kapazitäten doppelt so hoch wären wie 2013.

Nach den in der EEG-Novelle vorgegebenen Planungen ist ein Zubau von jährlich 2,5 GW

Wind- und 2,5 GW PV-Anlagen vorgesehen. Folgt man diesem Ausbaupfad, wäre eine Verdopplung der Kapazitäten von heute 69,1 GW auf 138 GW in etwa 15 Jahren erreicht. Man befände sich dann im Jahr 2030.

Die Stromerzeugung aus diesen Anlagen würde sich unter der Annahme einer Kapazitätsverdopplung im technischen Status quo von heute 83,4 TWh etwa auf 167 TWh erhöhen. Das liegt in der Größenordnung der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken im Zeitraum 2002 bis 2006 (Abb. 5).

Dabei wären bei einer Gesamtkapazität in einer Größenordnung von 138 GW Einspeisespitzen von über 70 GW zu erwarten (Abb. 3). Es ist schwer abzuschätzen, wie dies von einem System aufgenommen wer-

den kann, bei dem die nachgefragte Last in einer Bandbreite von 40 bis 85 GW liegt. Deswegen stellt sich die Frage, ob und auf welcher Höhe man die Spitzen möglicherweise kappt. Würde man beispielsweise bei 40 GW eine Kappung vorsehen, dann würde einerseits nur ein geringer Anteil der Stromerzeugung (5-6 TWh, entsprechend < 5 %) nicht vom System aufgenommen, andererseits würde die Systemintegration erheblich vereinfacht.

Hinsichtlich der längerfristig verfügbaren Einspeisemengen würde sich bei einer Verdopplung der Kapazitäten der heute gesehene 10 GW-Wert - der in mehr als 3 076 Stunden auftritt - auf 20 GW verdoppeln. Trotz dieser Verdopplung wären über einen Zeitraum von 5 684 Stunden immer noch weniger als 20 GW verfügbar.

Gleichzeitig würde sich die minimale Einspeisung, die im Jahr 2013 bei 0,1 GW lag, auf 0,2 GW verdoppeln. Das bedeutet konkret, dass selbst bei einer Verdopplung der PV- und Windkapazitäten kein Beitrag zur Versorgungssicherheit zu erwarten ist. Die Notwendigkeit, ein komplementäres System für diese Kapazitäten vorzuhalten, ist weiter zwingend gegeben.

Power to Gas als Alternative?

Immer wieder wird darüber gesprochen, dass man die Spitzen doch unter der Überschrift „Power to Gas“ speichern könne. Bei „Power to Gas“ allerdings handelt es sich um einen Prozess, der viele Stufen umfasst (Abb. 6). Anzusprechen sind die Stromerzeugung und -übertragung, die Wasserstoffherstellung, die Methanisierung, Kompression, Transport und Speicherung des synthetischen CH₄ im Erdgasnetz sowie die Rückverstromung in Gasturbinen oder GuD-Kraftwerken. Das alles ist einerseits sehr kapitalintensiv, andererseits mit hohen Wirkungsgradverlusten verbunden. Die Wirkungsgrade dieser Prozesskette werden in einer Spannbreite von 16 bis 36 % geschätzt. Unterstellt man für den Wirkungsgrad einen Mittelwert von 25 %, würde aus 4 kWh Überschussstrom bei der Rückverstromung 1 kWh entstehen.

Die Investitionskosten je kW Rückverstromungskapazität liegen in einer Größen-

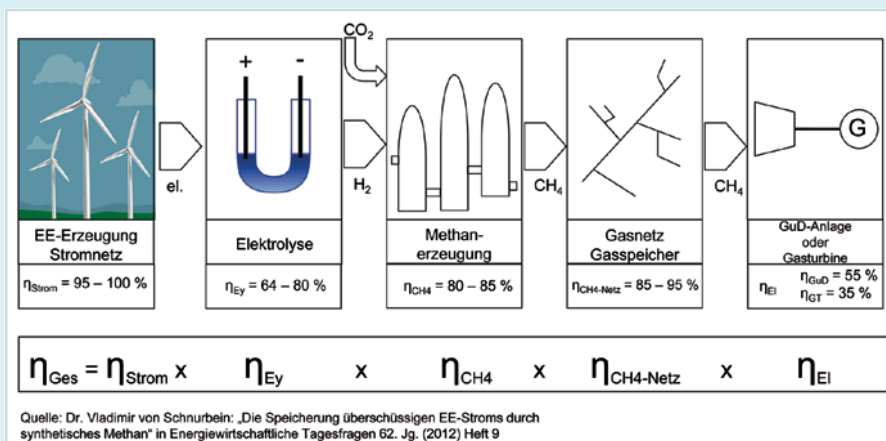


Abb. 6 Langzeitspeicherung von EE-Strom über Elektrolyse, synthetisches Methan und Rückverstromung

ordnung von 2 000 bis 3 000 €. Ein maßgeblicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit dieser Verfahren ist, über welche Zeit man diese Anlagen betreibt (Abb. 3). Die Grafik macht deutlich, dass die Dauerganglinie relativ flach beginnt und hinten stark ansteigt. Ein vernünftiges Betriebsregime für Power to Gas-Prozesse müsste mehrere tausend Stunden umfassen, ansonsten steigen die ohnehin sehr hohen Kosten in unsinnige Größenordnungen. Die Stromerzeugungskosten bei Power to Gas werden auf eine Größenordnung von 100-200 ct/kWh geschätzt. Das ist ein Vielfaches der Erzeugungskosten auf Basis von Kohle und Erdgas (zwischen 5 und 10 ct/kWh), die allerdings jederzeit verfügbar sind und für die keine Kosten zur Systemintegration anfallen.

Diese wenigen Anstriche machen deutlich, dass Power to Gas kaum geeignet ist, die großen Spitzen, die sich aus einer fiktiven Verdopplung der Wind- und PV-Kapazitäten ergeben, aufzufangen. Erforderlich bleibt also ein komplementäres System mit regelbaren und sicher verfügbaren Kraftwerken.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Windenergie und Photovoltaik sind Technologien, von denen viel erwartet wird. Die eingangs genannten beachtlichen Werte zur Kapazität und Stromerzeugung sagen allerdings wenig über den Beitrag zur Versorgungssicherheit aus. Anhand einer geordneten Dauerlinie, der Summe der zeitgleichen Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen, kann man die stromwirtschaftliche Bedeutung und den Beitrag zur Versorgungssicherheit dieser Erzeugungsverfahren abschätzen (Abb. 3).

Unsere Untersuchung kommt zum Ergebnis, dass Wind und PV keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, weil die geringste Einspeisung bei nur 0,1 GW, d. h. bei 0,15 % der installierten Leistung von Wind und PV liegt. Eine zeitgleiche Einspeisung von mehr als 10 GW Wind und PV wurde nur in 3 076 Stunden erreicht. Bei 8 760 Jahresstunden sind also 5 684 Stunden zu verzeichnen, in denen die eingespeiste Leistung weniger als 10 GW betrug. Dieser Wert ist ins Verhältnis zu setzen zur Stromnachfrage, die an Werk-

tagen üblicherweise in einer Größenordnung zwischen 55 und 75 GW liegt (im Extrem zwischen 40 und 85 GW).

Ebenso wurde in diesem Artikel der fiktive Fall betrachtet, bei der die Kapazitäten im Status quo verdoppelt werden. Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit ist auch dann nicht zu erwarten, denn der Wert von 0,1 GW als geringste Einspeiseleistung würde sich auf 0,2 GW verdoppeln. Andererseits würden die erwarteten Spitzen in einer Größenordnung von 70 GW liegen, in vielen Stunden liegt das über der nachgefragten Last. Selbst bei einer Verdopplung würde die addierte Einspeisung von Wind und PV in annähernd 5 684 Stunden weniger als 20 GW betragen.

Daraus ist zu schlussfolgern: Der Ausbau von PV- und Windanlagen ist kein Königsweg. Im Rahmen eines breiten Technologiemixes muss nach Lösungen gesucht werden. Dazu gehört einerseits über die deutschen

Grenzen hinauszudenken, andererseits ist die Vorhaltung eines regelbaren und witterungsunabhängigen Kraftwerksparks unabdingbar, der immer dann zur Verfügung steht, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht.

Quellen

- [1] www.energy-charts.de
- [2] Vgl. „Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2013“ www.ag-energiebilanzen.de
- [3] Dabei handelt es sich nicht um eine Addition der geordneten Dauerlinien Wind und PV, da damit nicht die simultane Einspeisung dieser Energieträger abgebildet würde, sondern um die Addition der zur gleichen Zeit auftretenden Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen, die anschließend geordnet (Dauerganglinie) wird.

Dipl.-Kffr. Y. Dyllong, Energiereferentin, DEBRIV e. V., Dipl. Volksw. U. Maaßen, Geschäftsführer Statistik der Kohlenwirtschaft e. V., Köln
debriv@braunkohle.de

850 Jahre LEIPZIGER MESSEN

FLEXIBLE UND EFFIZIENTE ENERGIESYSTEME

27.-29. JANUAR 2015
LEIPZIGER MESSEGELÄNDE

www.enertec-leipzig.de

- die Energiefachmesse in Leipzig
- neueste Technologien
- innovative Dienstleistungen
- aktuelle Rahmenbedingungen
- mit hochkarätigem Fachprogramm

IM VERBUND MIT:
TERRATEC
INTERNATIONALE FACHMESSE FÜR UMWELTECHNIK UND -DIENSTLEISTUNGEN

enerTec
INTERNATIONALE FACHMESSE FÜR ENERGIEERZEUGUNG, ENERGIEVERTEILUNG UND -SPEICHERUNG

„Dieses regionale Klein-Klein ist der völlig falsche Weg“

Die technischen Konturen der Transformation der deutschen Energiewirtschaft zeichnen sich mittlerweile mehr oder weniger deutlich ab. Wie sieht es auf der Seite der wirtschaftlichen Konzepte dafür aus, sind wir dabei auf einem einigermaßen einleuchtenden Weg? Die Frage gilt für die Integration der Erneuerbaren sowie für das Strommarktdesign insgesamt, also auch für die Versorgungssicherheit. Der Ökonom Justus Haucap von der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf stellt im „et“-Interview heraus, dass wir uns bei der Energiewende im Klein-Klein verheddern. Bei den Erneuerbaren hätten wir besser einen anderen Förderungspfad eingeschlagen sollen. Und: Zur Sicherung der Stromversorgungssicherheit reicht der Energy-Only-Markt aus, wir sollten die Gefahr von Kapazitätsmechanismen nicht unterschätzen.

„et“: Deutschland in seiner Strompolitik sehr national, ja sogar regional. Wie beurteilen Sie diese Segmentierung. Wäre nicht – vor allem mit Blick auf den europäischen Binnenmarkt für Strom – Europa der geeignetere Lösungsraum?

Haucap: Dieses regionale Klein-Klein ist der völlig falsche Weg. Viele Regionen und sogar Kommunen geben sich eigene Energiewende-Ziele, ohne dass über den Sinn nachgedacht wird. Das Klimaproblem ist ein globales Problem, hier müssen wir – im Minimum – europäisch denken und die spezifischen Vorteile verschiedener Standorte nutzen. So sollte Solarenergie – wenn überhaupt – im Süden Europas ausgebaut werden, besser noch in Afrika, und Wind im Norden. Auch die nationalen Kapazitätsmechanismen zersplittern den Binnenmarkt. Das nationalistische Klein-Klein in der Energiepolitik ist angesichts der Tatsache, dass die meisten Probleme europäischer oder globaler Natur sind, einfach absurd.

Integration der Erneuerbaren in den Markt

„et“: Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke, Netzoptimierung und Netzausbau, Speicher sowie Verbrauchssteuerung sind die Optionen für eine technische Integration der Erneuerbaren in den Strommarkt. In welche Richtung sollten die ökonomischen Konzepte gehen?

Haucap: Wir müssen uns hier von der Planwirtschaft wieder stärker verabschieden. Welche Mischung aus Netzoptimierung, Netzausbau, Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage sowie Speichern optimal ist, kann man angesichts der Unsicherheit über technische und ökonomische Entwicklungen überhaupt nicht vorhersagen. Jeder, der sagt, er wisse genau, wie das Energiesystem der Zukunft aussehen müsse, ist ein Scharlatan. Immer wieder werden wir von technologischen, ökonomischen und auch politischen Entwicklungen überrascht.

„et“: Welches Rezept würden Sie angesichts dessen verschreiben?

Haucap: Das Beste ist, sich auf Preismechanismen zu verlassen, die aktuelle Knappheiten und Erwartungen über zukünftige Knappheiten reflektieren. Damit sich die Entwicklung von Speichern, intelligenten Netzen und Verbrauchssteuerung lohnt, müssen wir auch (erhebliche) Strompreisschwankungen zulassen und dürfen diese nicht durch Kapazitätsmechanismen glätten. Zugleich brauchen wir Elemente in den Netzentgelten, die Knappheiten reflektieren, wie z. B. eine regional differenzierte G-Komponente nach britischem Vorbild oder ein Market-Splitting. Und zumindest auch für neue Photovoltaik-Anlagen sollte die Direktvermarktung verpflichtend sein.

„et“: Die Bundesregierung strebt mit der EEG-Novelle 2014 an, den EE-Ausbau besser planbar und kosteneffizienter zu gestalten. Problem erkannt, Gefahr gebannt?

Haucap: Ein guter Witz – davon sind wir meilenweit entfernt. Die Reform zeigt, dass der Bundesregierung die Kraft zu einer echten Reform – trotz großer Koalition – fehlt. Statt weniger Planwirtschaft kommt noch mehr. Zusätzlich zu den noch differenzierteren Einspeisetarifen kommen jetzt auch noch mengenmäßige Restriktionen durch die Deckel. Wir machen die Fehler der Landwirtschaftspolitik der 1970er und 1980er Jahre noch einmal nach. Es soll zwar eine Pilotausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen geben, und ab 2017 soll die Förderhöhe grundsätzlich auch für die anderen erneuerbaren Energien über Ausschreibungen ermittelt werden. Aber aus einer einzigen Ausschreibung kann man rein gar nichts lernen, weil man ja keinen Vergleichsmaßstab hat. Und für weitere Ausschreibungen ab 2017 brauchen wir eine weitere EEG-Reform: Wer glaubt, dass es 2017 vor der Bundestagswahl noch eine weitere EEG-Reform gibt, der glaubt vermutlich auch an den Weihnachtsmann.

Vom Einspeise- zum Quotenmodell?

„et“: Anfang letzten Jahres haben Sie gemeinsam mit dem Juristen Jürgen Kühling in einem Gutach-

„Das regionale Klein-Klein ist der völlig falsche Weg. Viele Regionen und sogar Kommunen geben sich eigene Energiewende-Ziele, ohne dass über den Sinn nachgedacht wird. Das Klimaproblem ist ein globales Problem, hier müssen wir – im Minimum – europäisch denken und die spezifischen Vorteile verschiedener Standorte nutzen. So sollte Solarenergie – wenn überhaupt – im Süden Europas ausgebaut werden, besser noch in Afrika, und Wind im Norden. Auch die nationalen Kapazitätsmechanismen zersplittern den Binnenmarkt. Das nationalistische Klein-Klein in der Energiepolitik ist angesichts der Tatsache, dass die meisten Probleme europäischer oder globaler Natur sind, einfach absurd.“

Prof. Dr. Justus Haucap, Direktor des Düsseldorf Institute für Competition Economics (DICE) an der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf



Foto: Haucap, Universität Düsseldorf

„Das Beste ist, sich auf Preismechanismen zu verlassen, die aktuelle Knappheiten und Erwartungen über zukünftige Knappheiten reflektieren. Damit sich die Entwicklung von Speichern, intelligenten Netzen und Verbrauchsteuerung lohnt, müssen wir auch (erhebliche) Strompreisschwankungen zulassen und dürfen diese nicht durch Kapazitätsmechanismen glätten. Zugleich brauchen wir Elemente in den Netzentgelten, die Knappheiten reflektieren, wie z. B. eine regional differenzierte G-Komponente nach britischem Vorbild oder ein Market Splitting. Und zumindest auch für neue Photovoltaik-Anlagen sollte die Direktvermarktung verpflichtend sein.“

Prof. Dr. Justus Haucap, Direktor des Düsseldorf Institute für Competition Economics (DICE) an der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf

ten für den Freistaat Sachsen ein Quotenmodell nach schwedischem Vorbild für die Förderung der Erneuerbaren vorgeschlagen. Was ist der Kern?

Haucap: In dem Modell müssen auch Erzeuger von grünem Strom diesen selbst vermarkten. Dafür bekommen sie den entsprechenden Preis sowie ein grünes Zertifikat. Die Stromversorger wiederum werden verpflichtet, einen im Zeitverlauf zunehmenden Anteil an grünem Strom zu vertreiben und das über grüne Zertifikate nachzuweisen – daher kommt die gesicherte Nachfrage nach Grünstromzertifikaten.

„et“: Welche entscheidenden Vorteile würde das Quotenmodell denn konkret bieten?

Haucap: Das Modell hat vier ganz wesentliche Vorzüge gegenüber allen anderen Fördersystemen. Erstens treten auch die grünen Erzeugungstechnologie, Anlagenstandorte und -größen untereinander in Wettbewerb. Die effizienteste Technologie setzt sich durch bzw. der effizienteste Technologiemix und nicht die Technologie, die durch geschickte Lobby-Arbeit die höchste Marge bekommt wie in der Vergangenheit die Photovoltaik. Zweitens konkurrieren die Stromversorger wie etwa die vielen Stadtwerke um das effizienteste Beschaffungsmanagement für Grünstrom.

Ein Stadtwerk wird vielleicht Langfristverträge mit Grünstromerzeugern schließen und diesen Einspeisetarife zahlen (weil ja angeblich deren Kapitalkosten so niedrig sind, dass es wahnsinnig billig wird), ein anderes wird Ausschreibungen machen, wie das BMWi sie jetzt plant. Ein drittes wird den grünen Strom selbst erzeugen, ein viertes ihn an der Börse beschaffen und ein fünftes in einem Mix aus alldem grünen Strom besorgen. Welche Art von Grünstrom-Beschaffungsverträgen effizient sind, wird dann der Wettbewerb zeigen und kein allwissender Politikberater. Drittens können wir den Zubaupfad an Erneuerbaren wesentlich besser planen (und somit auch den Netzausbau), ohne dass wir Preise und Mengen zugleich staatlich festlegen müssen wie jetzt. Und viertens kann das Modell perspektivisch auf an-

dere europäische Staaten ausgedehnt werden und so die Vorteile des Binnenmarktes realisieren.

„et“: Wäre ein Umschwenken von deutschen Feed-in-System auf einen europäischen Quotenpfad überhaupt möglich, und wie wäre ein derartiger Rahmenwechsel zu gestalten?

Haucap: Politisch ist ein solcher Wechsel sehr schwer, es gibt zu viele Profiteure des EEG, die keinen Wechsel wollen. Nur mit dem nötigen Druck aus Brüssel ist ein solcher Wechsel zu bewerkstelligen. Wichtig wäre eine Verzahnung mit dem Europäischen Emissionshandelssystem, so dass ein Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien automatisch zu einer Reduktion der Obergrenzen für die Emissionsmengen führt. Bisher gemachte Förderzusagen müsste man wohl einhalten, um überhaupt politische Akzeptanz für einen solchen Wechsel zu erzeugen. Letztlich wird das aber wahrscheinlich alles nicht passieren. Vermutlich wird stattdessen die staatliche Regulierung immer weiter um sich greifen. Und wenn es am Ende sehr teuer geworden ist, wird man das auch noch als Beleg dafür nehmen, dass der Markt wohl nicht funktionierte und auch niemand davor gewarnt habe, dass es so nicht gehe.

Die Gefahr von Kapazitätsmechanismen

„et“: Kann ein Energy-Only-Markt Anreize für Bau und Betrieb von Residualkraftwerken setzen und damit Versorgungssicherheit garantieren?

Haucap: Warum sollte ein Energy-Only-Markt nicht funktionieren? Wichtig ist nur, dass man Preisspitzen im Großhandel zulässt. Neuseeland hat seit 1996 einen Energy-Only-Markt, der gut funktioniert, obwohl das Land im Vergleich zu Deutschland in einer denkbar ungünstigen Situation ist: Es ist sehr klein und kann aufgrund der Insellage Strom weder importieren noch exportieren, muss die Versorgungssicherheit also ohne etwaige Nachbarschaftshilfe garantieren. Die Gefahr von Kapazitätsmechanismen – und das zeigt die internationale Erfahrung sehr, sehr deutlich –

liegt darin, dass die Regeln permanent verändert werden und dem Lobbyismus Tür und Tor geöffnet wird. Faktisch wird – bei allen guten Intentionen – der nächste Subventionstatbestand geschaffen und jeder wird aus dem Topf etwas haben wollen.

„et“: Was könnte dabei konkret schiefgehen?

Haucap: Meine Prognose ist, dass wir mit Kapazitätzahlungen Überkapazitäten prämiieren und Preisspitzen glätten werden. So werden dann die Anreize zur Entwicklung von Speichern und nachfrageseitiger Flexibilität geschwächt, die dann vermutlich auch noch durch staatliche Preiseingriffe oder Subventionen korrigiert werden. Das Ganze wird ein großer Subventionssumpf nach dem Vorbild des EEG werden, wenn die Europäische Kommission dem keinen Riegel vorschiebt.

Zusätzliche klimapolitische Maßnahmen?

„et“: Was halten Sie von nationalen Bestrebungen, mit Blick auf CO₂-Emissionen zusätzliche steuerliche oder umweltrechtliche Maßnahmen in Sektoren einzuführen, die dem EU-ETS unterliegen?

Haucap: Sinnvoll sind ergänzende Maßnahmen zur Förderung von Forschung und Entwicklung. Alles andere kann man sich nicht nur sparen, es ist sogar kontraproduktiv, weil es den Klimaschutz unnötig verteuert. Die Politik liebt aber symbolische Handlungen und viele Deutsche lieben Regulierung und staatliche Verbote, besonders für andere. Deswegen bin ich nicht sehr optimistisch, dass sich da etwas ändert. Preisuntergrenzen bei den Emissionsrechten sehe ich hingegen nicht so negativ. Mindestpreise können helfen, die Anreize für Innovationen und Investitionen in klimafreundliche Technologien aufrecht zu erhalten. Bei einem starken Preisverfall werden diese Anreize ansonsten stark gemindert.

„et“: Herr Prof. Haucap, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stellte Franz Lamprecht, „et“-Redaktion

Die Bedeutung der Öl- und Gasexporte für die Staaten der früheren Sowjetunion und Russland

Die Staaten der ehemaligen Sowjetunion sind gerade auch im Energiesektor bedeutende Lieferanten und Handelspartner für Europa. Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Krise wird häufig die Befürchtung ausgesprochen, dass es zu einem Versiegen der Gas- und Erdöllieferungen kommen könnte, sollte sich der Konflikt um die Ukraine weiter verschärfen. Doch ist das wirklich so und welche Alternativen gibt es?

In der früheren Sowjetunion, insbesondere in der Russischen Föderation, in Kasachstan und Aserbaidschan, werden große Erdölmengen gefördert und beachtliche Exporte realisiert (Tab. 1). Allein Russland exportiert 378 Mio. t Öl und erreicht damit fast den traditionellen Spitzenreiter Saudi-Arabien (Ölexport 407 Mio. t). Ein Großteil der Exporte aus der früheren Sowjetunion ging 2013 nach Europa (295 Mio. t), China war mit 63 Mio. t der zweitgrößte Abnehmer.

Bei der Gasförderung auf dem Territorium der früheren Sowjetunion dominiert ebenfalls die Russische Föderation mit 544,3 Mio. t Öl-Äquivalent (Tab. 2). Das entspricht etwa 600 Mrd. m³. Anders als beim Öl, ist der Inlandsverbrauch von Gas in der Russischen Föderation hoch, und weniger als ein Drittel der Förderung wird exportiert. Die Ukraine hat eine beachtliche Erdgasförderung, die knapp 50 % des Bedarfs deckt.

Ölsektor hat bedeutenden strategischen Stellenwert

Ein Hinweis auf das wirtschaftliche Gewicht des Öl- bzw. Gassektors für Russland ergibt sich, wenn man die Grenzübergangspreise von Erdöl und Erdgas betrachtet, die frei deutsche Grenze 2013 bei 420 €/t SKE für Erdöl und bei 250 €/t SKE für Erdgas lagen. Öl ist annähernd doppelt so teuer wie Gas.

Wertmäßig sind die Ölexporten der Russischen Föderation mit rund 280 Mrd. US\$ in 2013 etwa fünfmal so hoch wie die Gasexporte. Hinzu kommen weitere Rohstoffexporte, z. B. für Kohle, Nickel und Aluminium in beachtlichem Umfang. Die Russische Föderation ist in erster Linie ein Rohstoffexporteur mit dem Schwerpunkt Erdöl, der in den vergangenen Jahren stets hohe Leistungsbilanzüberschüsse ausgewiesen hat (2005 bis 2012 rund 600 Mrd. US\$).

Der Ölsektor hat für Russland einen deutlich höheren strategischen Stellenwert als der Gassektor. Es ist sinnvoll, im Inland Öl durch Gas zu substituieren. Ein Motiv, das relativ billige Gas im Export weiter zu verbilligen, ist nicht erkennbar, weil der zusätzliche Erlös aus größeren Exportmengen vermutlich durch den fallenden Preis neutralisiert würde.

Die Geschichte zeigt, dass Erdölexporten selbst unter extremen politischen Bedingungen, wie sie bspw. im Iran anzutreffen sind, kaum unterbunden werden können. Ein Druckpotenzial westlicher Staaten in Richtung Russische Föderation existiert kaum. Umgekehrt allerdings bestehen erhebliche Risiken, denn eine ganze Anzahl von europäischen Staaten ist hinsichtlich der Erdgasversorgung heute und insbesondere auf längere Sicht stark auf die Länder der früheren Sowjetunion und Russland angewiesen.

Schlussfolgerungen für eine Energiestrategie Deutschlands und der EU

Das wirksamste Instrument zum Risikomanagement bleibt ein Energiemix, bei dem unterschiedliche Brennstoffe aus verschiedenen Lieferregionen und heimischen Quellen sowie ein breites Portfolio von Technologien genutzt werden. Die nach den Ölkrisen für den Stromsektor formulierte Strategie, dort nicht die teuren und risikobeladenen Kohlenwasserstoffe wie Erdöl oder Erdgas zu nutzen, sondern auf Kohle, Kernenergie und heute zunehmend erneuerbare Energien zu setzen, bleibt aktuell. Damit lassen sich geopolitische und preisliche Risiken minimieren. Im Ergebnis ist so eine umweltgerechte, sichere und wirtschaftliche Stromversorgung in Deutschland gewährleistet, ohne dass man den Erdgasanteil steigert.

Tab. 1: Öl-Daten „frühere Sowjetunion“ 2013 (in Mio. t)

	Förderung	Verbrauch	Export
Aserbaidschan	46,2	4,6	41,6
Kasachstan	83,8	13,8	70,0
Russische Föderation	531,4	153,1	378,3
Turkmenistan	11,4	6,3	5,1
Usbekistan	2,9	3,3	-0,4
Ukraine		12,2	-12,2
Summe	675,7	193,3	482,4

Quelle: BP Statistical Review of World Energy – June 2014 / Stand: 16.9.2014

Tab. 2: Gas-Daten „frühere Sowjetunion“ 2013 (in Mio. t Öl-Äquivalent)

	Förderung	Verbrauch	Export
Aserbaidschan	14,5	7,8	6,7
Kasachstan	16,6	10,3	6,3
Russische Föderation	544,3	372,1	172,2
Turkmenistan	56,1	20,0	36,1
Usbekistan	49,7	40,7	9,0
Ukraine	17,3	40,5	-23,2
Summe	698,5	491,4	207,1

Quelle: BP Statistical Review of World Energy – June 2014 / Stand: 16.9.2014

„et“-Redaktion