ENERGIE

Zwischenbilanz der Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag: Was wurde im Stromsektor in den letzten 18 Jahren erreicht?

Friedrich Wagner

In der Märzausgabe ging es um die Frage, wie die Ziele der Energiewende bis 2050 zu erreichen sind [1]. Mittels Sektorenkopplung lassen sich die CO_2-Emissionen um 80 bis 85 Prozent senken. Mein Beitrag versucht eine Zwischenbilanz der Energiewende und hält fest, was bislang erreicht wurde. Dabei beschränke ich mich auf den Stromsektor, auf dem sich – anders als bei Wärmeversorgung oder Mobilität – der technische Wandel schnell vollzieht und erste Erfahrungen gesammelt wurden.

Im Jahr 2000 trat das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft. In Deutschland wurden die Jahre 2002 bis 2018 genutzt, um Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik sowie Strom aus Biomasse als erneuerbare Energien um 100 GW auszubauen. Nach einer stürmischen Entwicklung lieferten diese Techniken 2018 einen zusätzlichen Energiebeitrag von 180 TWh. Noch 31 Jahre bleiben bis 2050 – dem Jahr, bis zu dem die Politik die Energiesysteme hin zu einer weitgehend CO_2-freien Versorgung umgebaut haben will.

Bis 2016 hat die Kapazität der installierten Leistung fossiler Energien leicht zugenommen (**Abb. 1a**). Die Ausnutzung der Kohlekraftwerke in Volllaststunden (full-load hours, flh) sank jedoch – für Braun- bzw. Steinkohle im Mittel um 26 bzw. 57 Stunden pro Jahr (h/a). Die Nutzung von Gas nahm im Mittel um 80 h/a zu. Der Energieertrag der Kernenergie sank aufgrund des 2011 verfügten Endes von acht Kraftwerken und aufgrund des Abbaus weiterer Kapazitäten in den Folgejahren (**Abb. 1b**). Die Volllaststunden der verbliebenen Kraftwerke nahmen jedoch um 14 h/a zu! Die erneuerbaren Energien verzeichneten einen starken Zuwachs (**Abb. 1c**). Die flh-Werte von Onshore-Windenergie betrugen im Mittel der Jahre 2005 bis 2018 etwa 1650 h/a, entsprechende Werte für Offshore-Windenergie lagen um 3350 h/a. Beide lassen keinen Trend erkennen.

© 2019 Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

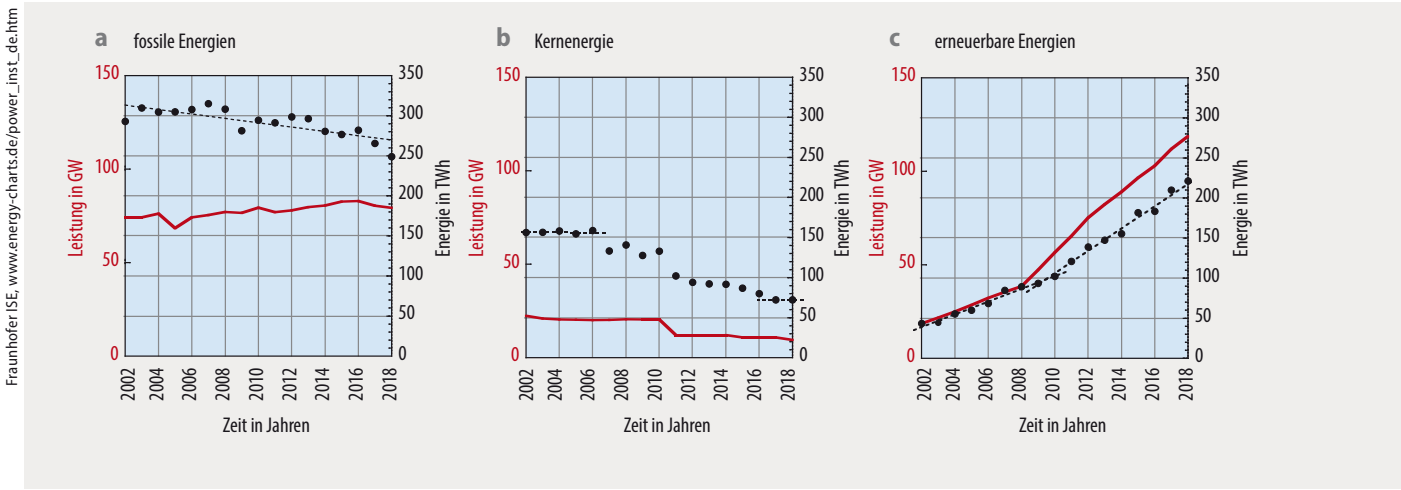

Abb. 1 Dargestellt ist die Entwicklung der installierten Leistung (rot, linke Ordinate) und der erzeugten Energie (schwarze Punkte, rechte Ordinate) von 2002 bis 2018 für fossile Energien (a), Kernenergie (b) und erneuerbare Energien (c). Die gestrichelten Linien sind Fits an die Daten bzw. markieren Mittelwerte und die Bereiche der Mittelwertbildung. Um von jährlichen Schwankungen möglichst frei zu sein, sind in **Tab. 1** die Schnittwerte der gestrichelten Geraden mit den jeweiligen Ordinaten aufgeführt.

Die PV-Werte betrugen über dasselbe Zeitfenster im Mittel 820 h/a – mit wachsendem Trend (flh etwa 1000 h in 2018).

Von den 180 TWh, welche die neuen Anlagen in 2018 zusätzlich geliefert haben (**Tab. 1**), werden durch den Beschluss zum Kernenergieausstieg etwa 85 TWh aus CO_2-freier Produktion durch eine andere CO_2-freie Produktion ersetzt. Somit standen nur 95 TWh zur Verfügung, um Stromproduktion aus fossilen Energien zu ersetzen. Tatsächlich wurden jedoch nur etwa 44 TWh eingespart. Denn da die durch Windenergie und Photovoltaik bereitgestellte Energie schwankt, kann sie im derzeitigen Energiesystem nicht zu jedem Zeitpunkt Energie aus fossiler Erzeugung und Kernenergie ersetzen. So gingen 2018 etwa 51 TWh, also knapp 30 % der zusätzlichen Produktion aus erneuerbaren Energien, in den Export. Deutschland ist zum größten Stromexporteur in Europa geworden (**Abb. 2a**).

Von 2002 bis 2018 ist neben dem Nettoexport auch die Stromproduktion aus Photovoltaik gestiegen (**Abb. 2b**). Beide Größen haben sich annähernd proportional entwickelt. Die hohe Korrelation (R = 0,88) bedeutet nicht direkt, dass das, was teuer produziert wird, unmittelbar in den Export geht. Dennoch hängt der zunehmende Export von elektrischer Energie offensichtlich mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zusammen. **Abb. 3** verdeutlicht dabei die Rolle der Photovoltaik: In Perioden mit starker Sonneneinstrahlung und steigender PV-Leistung nimmt auch der Nettoexport zu, während die Steinkohlekraftwerke die Leistung drosseln.[1)] Ähnlich trägt Wind zum Export und zu den Strompreisen bei. In den Wintermonaten korrelierte die Windleistung mit der Leistung des Exports positiv (R = 0,7) und mit den Stromkosten negativ (R = –0,7). Dass die Verhältnisse komplex sind, zeigen unter anderem die Nebenmaxima in der Nacht. Am Tag resultiert das Exportmaximum aus der hohen Produktion, in der Nacht aus dem geringen Verbrauch bei gedrosselter Produktion. Der Ablauf des Exports hängt auch von der Systemreaktion auf die hohe PV-Einspeisung ab – in diesem Falle von derjenigen der Steinkohlekraftwerke. Aus technischen Gründen lassen diese sich nicht vollständig abschalten, da die PV-Produktion naturgemäß nach wenigen Stunden wieder endet und die Kraftwerke dann wieder hochgefahren werden müssen. Solange Speicher fehlen, ist es unausweichlich, die technischen Beschränkungen fossiler Kraftwerke in Kauf zu nehmen.

Die komplexe Zusammensetzung des Gesamtsystems erlaubte es von 2002 bis 2018 durch den Ausbau erneuerbarer Produktionstechniken mit einer Gesamtnennleistung von 100 GW, nur etwa 44 TWh aus fossiler Energie einzusparen – mit entsprechend geringem nationalen Gewinn für die Umwelt. In der Summe wurden 59 Millionen Tonnen CO_2-Emissionen eingespart – also etwa 8 % der Treibhausgas-Emissionen von 2018. Das ist vergleichbar mit der Abnahme der gesamten Treibhausgas-Emissionen 2009 aufgrund der Finanzkrise (etwa 62 Millionen Tonnen).

Der Technologiewechsel sowie seine Organisation lassen sich anhand der gleichrangigen Zielkriterien Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit bewerten. Ein hoher Erfüllungsgrad sollte eine stabile und garantierte Stromversorgung, einen wettbewerblichen Strompreis für private Kunden und die Industrie sowie eine saubere und CO_2-freie Erzeugung entlang der gesamten Produktionskette sicherstellen.

Jahresstromproduktion nach Energieträgern

Stromproduktion in TWh	2002	2018	delta
Kernenergie	156,9	72,2	–84,7
Fossile Energien	313,4	269,8	–43,6
Erneuerbare Energien	39,9	219,5	179,6
Nettoexport	**0,7**	**-51,0**	**–51,7**
Summe negativer Werte			**–180**

Tab. 1 Im Jahr 2018 wurde mittels Kernenergie und fossiler Energieträger viel weniger Energie erzeugt als 2002, bei den erneuerbaren Energien ist es umgekehrt. Durch den Überschuss stieg der Export erzeugter Energie auf knapp 52 TWh.

1) www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html

© 2019 Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

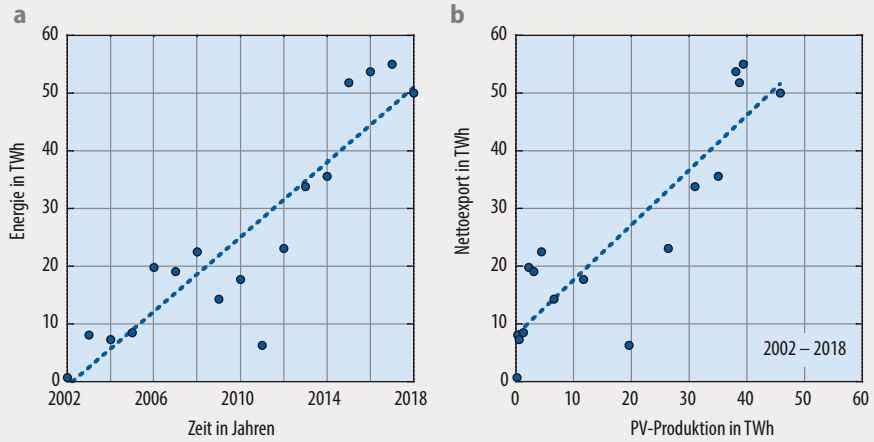

Abb. 2 Der Netto-Stromexport ist von 2002 bis 2018 stark gestiegen (a). Im gleichen Zeitraum ist auch die Stromproduktion aus Photovoltaik gestiegen (b).

Versorgungssicherheit

Laut Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat der Umfang von Maßnahmen zum „Netzengpass-Management" im deutschen Übertragungsnetz in den letzten Jahren stark zugenommen. Dabei geht es um lokale Ausgleichsmaßnahmen, um kritische Betriebsbedingungen zu vermeiden. Beispiele sind Netzeingriffe, durch die Kraftwerke umsortiert werden (Redispatch), und der vorübergehende Verzicht auf die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen (Abregelung, **Abb. 4**). Der Umfang beider Maßnahmen betrug 2017 mehr als 20 TWh. Zunehmend helfen auch Einrichtungen im Ausland, das deutsche Netz zu stabilisieren. Der Umfang der Netzeingriffe hängt auch vom Wind ab, ist im Winter größer und in windschwachen Jahren wie 2016 geringer [2]. Das Abregeln der Produktion trifft weitgehend die Windkraft im Emsland und in Schleswig-Holstein [3]. Kritische Netzengpässe lassen sich auch mittels Lastabwurf vermeiden, also durch Abtrennen von Verbrauchern vom Netz.

Wichtig für die Versorgungssicherheit ist die „verbleibende gesicherte Leistung", also die Kapazitätsreserve am Tag der höchsten Jahreslast, der typisch in den Januar fällt. Im Jahr 2016 betrug diese noch knapp 5 GW. Die vier Übertragungsnetzbetreiber analysieren diese Größe und vermelden sie in ihrer jährlichen Leistungsbilanz. 2019 werden 78,6 GW konventionelle Kraftwerksleistung im Strommarkt sein. Zum Jahresende wird eine Bruttoleistung von 1,46 GW vom Netz gehen (Abschaltung KKW Philippsburg, Block 2), sodass die verbleibende gesicherte Leistung laut Netzbetreiber ins Negative fällt (**Abb. 5**). Ende 2021 werden mit Abschaltung der Kernkraftwerke Brokdorf, Grohnde und Gundremmingen (Block C) weitere 4,1 GW sowie 0,3 GW aus Kohlekraftwerken vom Netz gehen, ehe 2022 mit den letzten Kernkraftwerken (Emsland, Isar, Block 2, und Neckarwestheim, Block 2) 4 GW abgeschaltet werden.[2)]

Nach den Vorschlägen der „Kohlekommission" sollte nach 2022 nur noch eine Kohlekraftwerksleistung von 30 GW am Netz sein [4]. Das neue Kohlekraftwerk Datteln 4 mit 1,1 GW sollte demnach 2020 nicht mehr in Betrieb gehen. Durch das Ende der Kernenergienutzung und den Abbau von Kohlekapazitäten verringert sich die gesicherte Leistung weiter (**Abb. 5**). Im Jahr 2023 beträgt die fossile Kraftwerkskapazität etwa 57 GW. Zur Minderung der mit dem Kapazitätsabbau verbundenen Betriebsrisiken sind zahlreiche Gegenmaßnahmen notwendig: von einer probabilistischen Risikobewertung über verbesserte Auslastung bestehender Netze, Bau neuer Netze, zusätzliche Lieferverträge mit dem Ausland, Weiterbetrieb nach Brennstoffwechsel, Bau neuer Gaskraftwerke im Süden Deutschlands bis zur Definition von Kraftwerksreserven in unterschiedlichen Kategorien (Netzreserve, Sicherheitsbereitschaft, vorläufiger Stilllegungsstatus). Die Gesamtleistung der fossilen Reservekraftwerke außerhalb des Strommarkts beträgt etwa 11,5 GW. Darunter fallen knapp 7 GW betriebsteure Gas- und Ölkraftwerke.

Im Jahr 2018 haben Braun-, Steinkohle- und Kernkraftwerke 146, 83 bzw. 76 TWh Strom produziert.[3)] 2023 könnten mit jeweils 15 GW Kraftwerksleistung aus Braun-

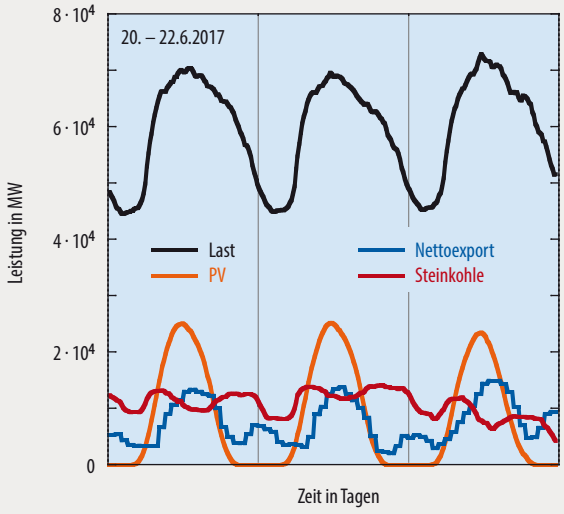

Abb. 3 Drei Tage im Juni 2017 zeigen exemplarisch, dass bei hoher Sonneneinstrahlung die Photovoltaik-Leistung (orange) und der Nettoexport (blau) ansteigen und Steinkohlekraftwerke (rot) im Gegenzug ihre Leistung drosseln. Leistungen aus anderen Erzeugungsquellen sind hier nicht gezeigt.

2) Meldung der Bundesnetzagentur, https://bit.ly/2p3iSyu

3) Die Zahlenangaben in offiziellen Datenblättern schwanken um mehrere Prozent.

© 2019 Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

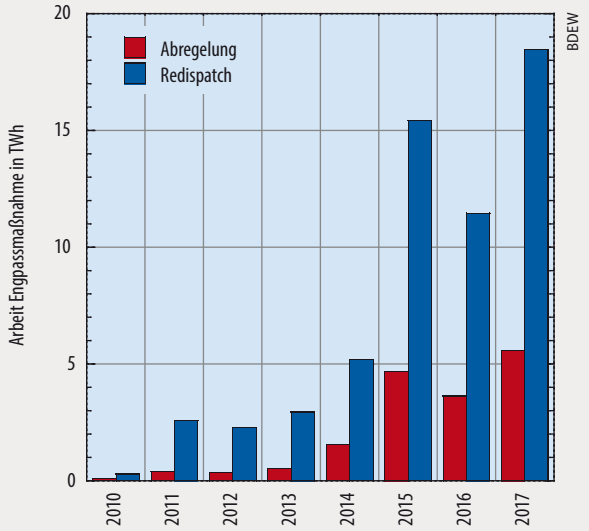

Abb. 4 In den Jahren 2010 bis 2017 haben Maßnahmen des Engpassmanagements stark zugenommen, um die Stabilität des Netzes sicherzustellen.

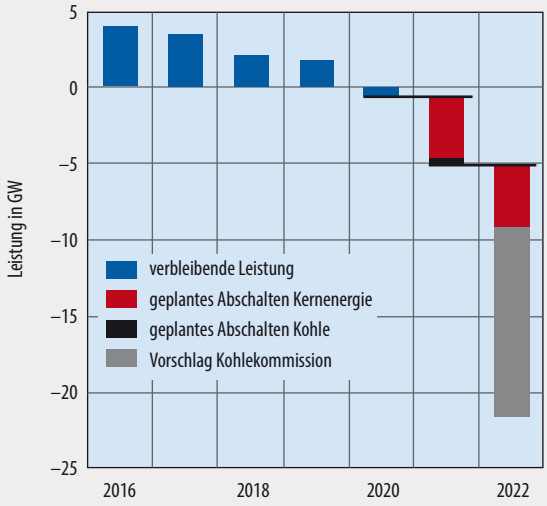

Abb. 5 Die verbleibende gesicherte Leistung (blau) sinkt mit den Leistungen, die vom Netz genommen werden, entsprechend des Kernenergie-Ausstiegs (rot) bzw. gemäß der Empfehlungen der Kohlekommission (grau).

bzw. Steinkohle etwa 100 TWh bzw. 60 TWh[4] Strom produzierbar sein. Windkraft und PV-Kapazität werden wohl weiter ausgebaut. Allerdings werden die ersten Anlagen ihren Betrieb einstellen, da sie das Ende der 20-jährigen Förderperiode erreichen. Die folgende Überlegung beruht auf einem zum Jahresanfang 2023 erwarteten Ausbaustand von 63 GW Onshore-Windenergie, 7,5 GW Offshore-Windenergie und 52 GW PV. Diese installierten Leistungen tragen lediglich mit etwa 540 MW zur gesicherten Leistung bei. Das ist mit etwa 0,7 % des derzeitigen Spitzenbedarfs vernachlässigbar [5].

Für die Witterungsbedingungen der Jahre 2016 bis 2018 und beim erwarteten Ausbaustand von 2023 liefern Windenergie und PV zusammen folgende Energiebeiträge: 158 TWh (Basis 2016), 184 TWh (Basis 2017) und 182 TWh (Basis 2018). Gegenüber der Jahresproduktion 2018 bedeutet das (bei verändertem Ausbaustand) –2 TWh, 24 TWh bzw. 22 TWh. Im Vergleich dazu werden 76 TWh Kernenergie- und etwa 70 TWh Kohlestrom vom Markt genommen. Der Vergleich dieser integralen Werte lässt Probleme mit der vertraut hohen Qualität der Stromversorgung erwarten.

Zeitaufgelöste Rechnungen (Viertelstundenwerte) zeigen, dass diese Ausstattung im Jahr 2023 zusammen mit der bestehenden für Biomasse und Wasserkraft sowie mit 57 GW verbliebener fossiler Kraftwerksleistung einen Strombedarf von 450 bis 500 TWh abdecken kann [6]. Einen Mehrbedarf müssen Reservekraftwerke oder Importe erbringen. Ob der Import eine Dauerlösung sein kann, ist fraglich. Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber Entso-E erwartet, dass bis 2025 etwa 14 GW Stromerzeugungskapaziät zusätzlich aus dem europäischen Markt genommen werden [7]. Die Übertragungsnetzbetreiber befürchten, dass Deutschland 2020 Extremsituationen bei ungünstigen Witterungsbedingungen nicht mehr aus eigenen Kräften beherrschen kann [8]. Daher könnten sich die Reservekraftwerke im regulären Einsatz wiederfinden und als Reserve dann nicht mehr zur Verfügung stehen.

Wirtschaftlichkeit

Der Strompreis ist durch die Entwicklung erneuerbarer Energien so stark gestiegen, dass sich Deutschland mit Dänemark ein Kopf-an-Kopf-Rennen um den höchsten Strompreis für Haushalte in Europa liefert, während der Strompreis in Frankreich weit niedriger geblieben ist. In Deutschland wurden deutlich mehr erneuerbare Energien ausgebaut als in Frankreich. Die mittleren Strompreise für beide Länder sind bei gleichen Ausbauwerten vergleichbar, aber 2018 bleiben die mittleren Strompreise in Frankreich mit 17 Ct/kWh weit hinter denen von Deutschland mit nun 29,6 Ct/kWh zurück (**Abb. 6**).[5] Ein treibender Kostenfaktor ist die EEG-Umlage, derzeit mit einem Anteil von 6,4 Ct/kWh an den Gesamtstromkosten. Zwischen 2002 und 2018 ist dieser Wert etwa um den Faktor 17 gestiegen. Aufgrund einer Vielzahl staatlicher Abgaben entkoppelt sich der Strompreis tendenziell von den Erzeugungskosten. Ungünstig wirkt sich auch die Zunahme von Perioden mit negativen Strompreisen aus. Ihre Zahl erhöht sich im Mittel um 13 Stunden pro Jahr (**Abb. 7**). 2017 summierte sich der Nettoexport bei negativen Preisen auf 42 Millionen Euro.

Daneben gibt es parasitäre Kosten für den Erhalt der Netzsicherheit, die sich 2017 auf 1,4 Milliarden Euro aufsummierten [9]. Darin enthalten sind etwa 450 Millionen Euro für Redispatch-Maßnahmen sowie 610 Millionen für Maßnahmen der Einspeiseregelung wie das Abregeln von EE-Anlagen – mit steigender Dynamik.

4) Diese Größe hängt vom künftigen Einsatz von Gas zum Glätten der volatilen Stromproduktion ab und somit von der unbekannten Strompreisentwicklung in den nächsten Jahren.

5) Die Daten aus Frankreich stammen von Statista: bit.ly/2K6rKBv und aus dem 2017 Annual Electricity Report: bit.ly/2LOYCRo, die für Deutschland vom BDEW: bit.ly/2GBIr5w.

© 2019 Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

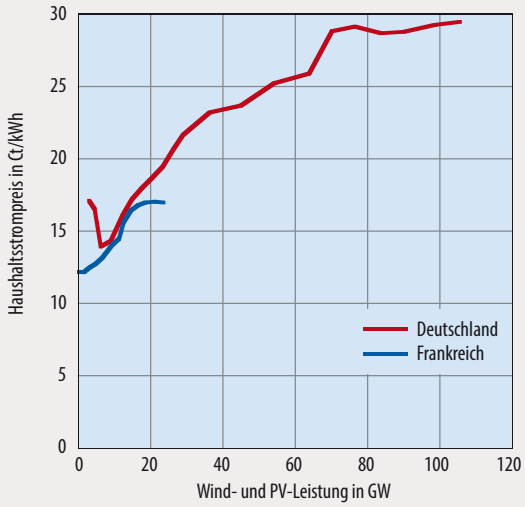

Abb. 6 Mit dem Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen stiegen in Deutschland und Frankreich die Strompreise. Der anfängliche Preisabfall in Deutschland geht auf die Liberalisierung des Strommarktes vor 20 Jahren zurück.

Für Haushalte und Industrie bewegen sich die Stromkosten offensichtlich auf Belastungsgrenzen zu. Laut Verbraucherzentralen wird jährlich aktuell 4,8 Millionen Haushalten die Stromsperrung angedroht und etwa 350 000 wird der Strombezug tatsächlich gesperrt. Die BASF hat 2013 einen zusätzlichen Gewinn von gut 500 Millionen Euro vorgerechnet, wenn die Firma von den niedrigen Strompreisen in den USA profitieren könnte. Im März haben die Bayerischen Chemieverbände darauf hingewiesen, dass eine weitere Erhöhung des Strompreises um 1 Ct/kWh (auf das Preisniveau von Großkunden) die Gewinne ihrer Verbandsmitglieder um 30 % reduzieren könnte.

Die absoluten Kosten für die EEG-Umlage stiegen 2017 auf 26 Milliarden Euro; der Marktwert des so geförderten Stroms betrug 5,8 Milliarden Euro [10]. Das Institut für Wirtschaftswissenschaften in Köln hat unter solchen Bedingungen die CO_2-Vermeidungskosten durch EE-Technologien analysiert [11]. Eine Tonne CO_2 zu vermeiden kostet mittels PV 450 €, mit Onshore-Windenergie 106 € und mit Offshore-Windenergie sowie Biomasse 252 €. Diese Preise sind mit denen im europäischen CO_2-Zertifikatehandel von derzeit fast 30 € je Tonne CO_2 zu vergleichen.

Umweltverträglichkeit

Die Treibhausgas-Emissionen Deutschlands sind 2018 nach vier Jahren des Anstiegs wieder gesunken. Die Einsparung, die großteils dem Wetter zu verdanken ist, beträgt 38 Millionen Tonnen CO_2 – davon elf Millionen im Energiesektor. Allerdings sind im gleichen Zeitraum weltweit die Treibhausgas-Emissionen um 563 Millionen Tonnen gestiegen. Das entspricht etwa zwei Drittel der deutschen Jahresemission und belegt, wie wenig die nationale Anstrengung die Klimaentwicklung direkt beeinflussen kann.

Dennoch spielen Technologieentscheidungen langfristig eine wichtige Rolle für das Klima. So erzeugt Frankreich seinen Strom weitgehend CO_2-frei: 2017 mit 72 % Kernenergie, 10 % Wasserkraft und 8 % EE-Anteilen aus Wind, PV und Biomasse – der Rest stammt aus fossilen Quellen.[6] Die mit der Stromversorgung verbundenen CO_2-Emissionen betragen 76 Gramm/kWh für Frankreich und 486 Gramm/kWh für Deutschland.[7] In der Folge emittiert Deutschland für die Stromproduktion (2017: 646 TWh) 240 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr mehr als Frankreich (Stromproduktion 2017: 529 TWh). Diesen Beitrag zum Klimaschutz leistet Frankreich seit etwa 30 Jahren, während Deutschland 2018 verglichen mit 2002 nur 167 Millionen Tonnen Treibhausgase über alle Verbrauchssektoren hinweg eingespart hat. Deutschland verfehlt seine Klimaziele; Frankreich produziert Strom seit Jahrzehnten klimaschonend auf einem Niveau, das Deutschland erst in einigen Jahrzehnten erreichen will.

Schlussfolgerungen

Die Energiewende ersetzte zwischen 2002 und 2018 etwa 44 TWh Strom aus fossilen Quellen. Als Folge der Systemreaktion wuchs jedoch der Nettostromexport. Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, sind die Systembetreiber zu immer mehr Ausgleichsmaßnahmen gezwungen. Als Folge des Kernenergieausstiegs schlägt der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht voll auf die Klimabilanzen durch. Die Internationale Energieagentur unterstreicht die Bedeutung der Kernenergie für einen kostengünstigen, umweltgerechten und betriebssicheren Umbau der Stromversorgung in entwickelten Ländern [12]. Der Vergleich der Beiträge Frankreichs und Deutschlands zur CO_2-Vermeidung in der Stromproduktion bestätigt diese Empfehlungen.

Die Stromversorgung Deutschlands hat durch die Energiewende in puncto Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit eingebüßt. Deutschland hat mit die höchsten Strompreise in Europa und ist zunehmend gezwungen, negative Strompreise zu akzeptieren (**Abb. 7**). Die Häufigkeit, mit der Produktionsstätten vom Netz getrennt werden, nimmt zu.

Solche Probleme werden sich aller Voraussicht nach in den nächsten Jahren nicht verringern. Im Juni 2019 wurde Strom an 25 Stunden an der Börse mit negativen Preisen gehandelt. Zudem kam es laut Medienberichten häufiger zu kritischen Netzsituationen, welche die Netzbetreiber gezwungen haben, die Minutenreserve zu erhöhen. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird das Fluktuationsniveau weiter steigen. Wenn intermittierende Quellen etwa 40 % zum Strommix beitragen, bildet sich Überschuss nicht mehr als Folge langsamer Systemreaktionen, sondern als Überproduktion jenseits des reinen Strombedarfs [13].

Die bislang erzielten Energiebeiträge der neuen Erzeugungstechnologien dank beträchtlicher gesellschaftlicher Anstrengungen sind in Relation zu setzen zu den eigent-

6) vgl. bit.ly/2FxcWbC; 2018 betrug der Wasserkraft-Anteil 13,1 %.

7) Die Werte wurden für beide Länder derselben Quelle entnommen; die spezifischen Emissionen wurden aus den Mix-Anteilen berechnet mit Brennstoffwerten, welche die Vorketten einschließen. Ohne Betrachtung der Vorketten liegt der Wert Frankreichs für 2018 bei 37 g/kWh, vgl. bit.ly/2SUvHvD.

© 2019 Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

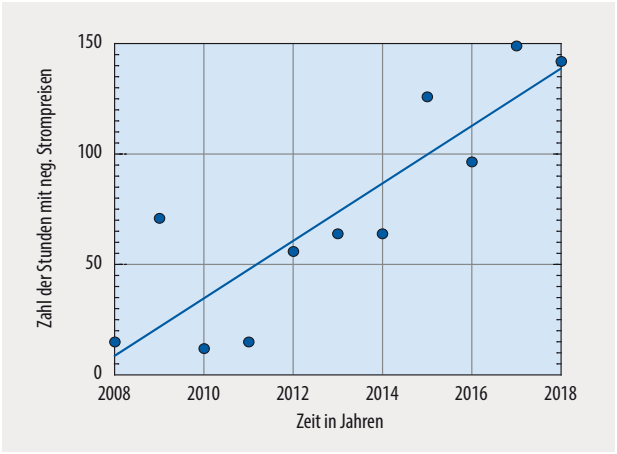

Abb. 7 Über die Jahre stieg die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen nahezu linear.

lichen Zielen des Technologiewechsels – nämlich etwa 540 TWh Nettostrom oder 2500-X TWh Endenergie zu generieren. X ist der Anteil, den es bis 2050 einzusparen oder anderweitig zu besorgen gilt. Trotz der geringen Erfolge mit dem bisherigen Umbau der Stromversorgung sind damit verbundene Schäden – Verlust an Biodiversität, Vogel- und Insektensterben, Umwidmung von Landschaften, gesellschaftliche Spaltungen, Vernichtung industrieller Strukturen, ohne dass der Aufbau neuer zustande gekommen wäre – unübersehbar.

Das World Economic Forum bewertet die Durchführung der Energiewende negativ. So steht Deutschland im akuellen Ranking der für Umwelt bemühten Länder trotz beträchtlicher Anstrengungen lediglich an 17. Stelle. Zwölf Länder aus Europa stehen vor Deutschland, sechs davon betreiben Kernkraftwerke.

Welche Schlüsse könnte man aus diesem Rückblick und der mehrjährigen Beschäftigung mit intermittierender Stromversorgung für Deutschland ziehen [14]? Wünschenswert wäre es, den Strombedarf nachfrage- und nicht angebotsorientiert bedienen zu können und somit Strom- und Energieversorgung zu trennen. Die IEA empfiehlt dringend, die Laufzeit von Kernkraftwerken zu verlängern – dort, wo die Betriebssicherheit dies erlaubt. In der EU werden für 71 % der Bewohner Kernreaktoren in ihrem Land betrieben. Von den neun Nachbarn Deutschlands nutzen, falls sich Polen wie geplant der Kernenergie zuwenden sollte, sechs diese Technik.

Da neue Speicher in dem geforderten Umfang [15] nicht existieren, wird man in Deutschland zumindest als Brückenlösung Gas in schnell regelbaren Turbinen-Kraftwerken nutzen müssen. Daher muss Deutschland am Nord Stream 2-Projekt festhalten.[8] Nord Stream 2 liefert ein Stromäquivalent von etwa 300 TWh. Ein Drittel davon könnte in Deutschland eine 100 %-ige Elektromobilität bedienen. Eine Stromversorgung mit Gas kommt teuer. Das Beispiel Großbritannien zeigt jedoch, dass diese Kosten zu verkraften sind: Dort wurden von 2012 bis heute etwa 43 % Kohlestrom im Strommix durch Strom aus Gas ersetzt.

Die niedrige Energiedichte der erneuerbaren Energien und ihr intermittierendes Angebot erlauben folgende Schlussfolgerungen:

- Photovoltaik zur Eigenversorgung ist zweifellos sinnvoll. Freiflächen-PV, die sich zu einer hohen installierten Leistung aufsummiert, ist problematisch, wenn damit ein zentrales Netz gespeist werden soll. Da der Kapazitätsfaktor von PV, also das auf das Jahr betrachtete Verhältnis von produzierter Energie zur installierten Leistung, etwa 10 % beträgt, wird bei einem nennenswerten Energiebeitrag das Netz zweimal am Tag stark belastet mit allen Konsequenzen für ausgleichende Backup-Systeme. Dieser Aspekt kann den Ausbau von PV in der Fläche limitieren.
- Obwohl die Kapazitätsfaktoren von Windkraft abhängig vom Standort deutlich höher sind, stellt sich auch hier die Frage der Stromproduktion in separaten Netzen mit lokaler Energieumwandlung. Offshore-Windkraft könnte das zukünftige Standbein der Energieversorgung werden unter Nutzung des maximalen technischen Ausbaupotenzials. Dies sollte weitgehend in getrennten Netzen erfolgen mit lokaler Umwandlung von Strom in Wasserstoff. Die Emission von Infraschall wäre dabei weniger problematisch, falls sich diesbezügliche gesundheitliche Bedenken erhärten sollten.[9]
- Die Abkehr von der bisherigen, nachfragegesteuerten Stromerzeugung und die Vorstellung, Verhalten und Prozesse an die zeitlich variable Produktion anzupassen, sowie Verbesserungen in der Energieeffizienz verlangen vielgestaltige Innovationen, die im Rahmen allgemeiner Digitalisierung und auf Basis von Künstlicher Intelligenz zu entwickeln sind. Sofern derartige Entwicklungen und ihre Marktdurchdringung zumindest zum Teil vom Markt getrieben werden sollten, muss der Strompreis ausreichend niedrig sein. Mehr als 50 % des derzeitigen Strompreises sind jedoch Steuern und Abgaben. Eine Entlastung müsste hier dringend erfolgen. Auch würden bei niedrigerem Strompreis die Märkte für Wärmepumpen und Elektromobilität schneller wachsen.
- Das Komplement zur „Dunkelflaute" ist die Stromüberproduktion an windreichen Sonnentagen mit extremen Leistungsspitzen. Eine wichtige Aufgabe in der Energiewende ist es, Technologien zu entwickeln und aufzubauen, um die unvermeidbare, ja gewünschte Strom-Überproduktion zu nutzen. Wenn man die Potenziale für erneuerbare Energien in Deutschland – 300 GW für Photovoltaik, 200 GW für Onshore-Windanlagen bzw. 85 GW für Offshore-Anlagen – nutzt, würde man mit der Technik und den Witterungsbedingungen des Jahres 2018 rund 900 TWh Strom produzieren (das ist weit weniger als der derzeitige Endenergieverbrauch von typisch 2500 TWh). Somit könnte man den reinen Stromverbrauch von 510 TWh abdecken – sofern produktionsarme Perioden mit 53 TWh getrennt abgedeckt werden, z. B. aus der Biomasse-Verstromung. In diesem Falle lassen sich aus dem Überschussstrom etwa 400 Milliarden Kubikmeter Wasserstoff erzeugen, also das

8) Im Nord Stream-Projekt wurde eine Unterwasser-Gasleitung gebaut und 2011 eingeweiht, die russisches Erdgas durch die Ostsee nach Deutschland transportiert. Im Zuge von Nord Stream 2 sollen zwei weitere Röhren gebaut werden.

9) In einem offenen Brief warnen „Ärzte für Immissionsschutz" und die „Deutsche Schutz-Gemeinschaft Schall für Mensch und Tier" vor Infraschall, vgl. aefis.jimdo.com.

© 2019 Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

20-fache dessen, was die Industrie derzeit benötigt. Diese Zahlen implizieren den unvermeidbaren Einstieg in eine großskalige Wasserstoff-Technologie. Etwa 13 % daraus könnten die Mobilität in Deutschland befriedigen. Daher erscheint auch eine ausschließliche Hinwendung zur Batterie-basierten Elektromobilität [16] ohne gleichrangige Unterstützung der Brennstoffzelle, eine derzeit nicht gerechtfertigte Einschränkung von Technologieoffenheit.

*

Ich bedanke mich bei Frank Heitmann und Thomas Linnemann für Informationen und Daten sowie bei Eberhard Umbach für Kommentare zum Manuskript.

Literatur

[1] *E. Umbach* und *H.-M. Henning*, Physik Journal, März 2019, S. 34
[2] BDEW, Redispatch in Deutschland (2019), bit.ly/2GC2T6j
[3] *P. Markewitz* et al., Energietransport und -verteilung, BWK – Das Energie-Fachmagazin **6**, (2019), S. 49
[4] Abschlussbericht Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", 26. Januar 2019, bit.ly/2yp7t3m
[5] *Th. Linnemann* und *G. Vallana*, Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität (2017) und Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2017 (2018), bit.ly/2nij5PJ
[6] *F. Wagner*, Euro. Phys. J. Plus **129**, 20 (2014)
[7] ENTSO-E, 2018 Mid-term Adequacy Forecast, bit.ly/2YBsdDw
[8] Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016 – 2020 (2017), bit.ly/2LNFO4X
[9] Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (2018), bit.ly/2K78nZ7
[10] BMWi, EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2019, bit.ly/2K49HM3
[11] *H. Bardt* und *T. Schaefer*, Verteilungsprobleme und Ineffizienz in der Klimapolitik, bit.ly/2LLRXHr
[12] IEA, Nuclear Power in a Clean Energy System (2019), bit.ly/2LQOtTZ
[13] *F. Wagner*, Euro. Phys. J. Plus **131**, 445 (2016)
[14] *F. Wagner*, in: Erzeugung – Netze – Nutzung, AKE-Tagungsband 2015, S. 139, bit.ly/2YzTw19 und *F. Wagner*, in: Herausforderungen der Energiewende, AKE-Tagungsband 2017, S. 54, bit.ly/2ytjPHL
[15] *H.-W. Sinn*, European Economic Review **99**, 130 (2017)
[16] *Ch. Buchal, H.-D. Karl* und *H.-W. Sinn*, Kohlemotoren, Windmotoren und Dieselmotoren: Was zeigt die CO_2-Bilanz?, ifo Schnelldienst **8** (2018)

Der Autor

Friedrich Wagner (FV Plasmaphysik) wechselte als Folge der Energiekrise, die er in den USA erlebte, von der Tieftemperaturphysik zur Fusionsforschung am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP). Die Stationen seiner Lehre waren die U Heidelberg, die TU München und die U Greifswald. Ab 1993 war er Direktor am IPP, von 1999 bis zu seiner Emeritierung Professor an der U Greifswald. 2009 zeichnete die DPG ihn für seine Arbeiten zur Hochtemperatur-Plasmaphysik und Fusionsforschung mit der Stern-Gerlach-Medaille aus.

Prof. Dr. Friedrich Wagner, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching/Greifswald

Physik Journal Newsletter

- Online-Meldungen der Redaktion,
- Neuigkeiten aus der DPG, TV-Tipps und mehr finden Sie in unserem Newsletter.

Sie möchten ihn erhalten?

Hinterlegen Sie Ihre E-Mail-Adresse und bestellen Sie den Newsletter unter: www.dpg-physik.de/ueber-uns/mitgliedschaft/dpg-mitgliedschaft-aendern

© 2019 Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim