

Volkswirtschaftliche Einordnung des Beitrags der Kohle zur Energietransformation

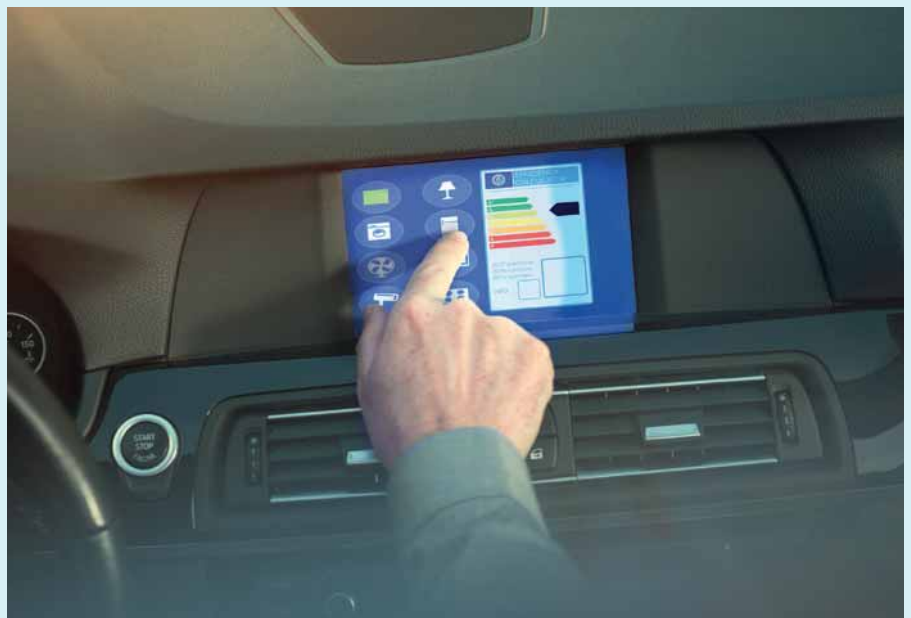
Dietmar Lindenberger

Angesichts der aktuellen Diskussion um die Erreichung von Klimaschutzzielen wird der Beitrag der Kohle zur Energietransformation aus volkswirtschaftlicher Sicht beleuchtet. Dabei bleibt die ausgewogene Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit grundlegend. Vor allem die Bedeutung des Produktionsfaktors Energie für Wertschöpfung und Wohlstand einer Industriegesellschaft und die daraus folgende kritische Wichtigkeit einer gesicherten und wettbewerbsfähigen Energieversorgung sollten nicht unterschätzt werden. In einem zukünftig immer stärker erneuerbar geprägten Energiesystem mit fluktuierender Stromeinspeisung und den damit verbundenen Herausforderungen bezüglich Systemstabilität und Kosten gilt es, volkswirtschaftliche Zielkonflikte immer wieder auf's Neue behutsam auszutarieren.

Kohleverstromung leistet wichtige Beiträge zu Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Vor allem ist Braunkohle als heimische Energie unabhängig von der Volatilität der Energieweltmärkte. Über die energiewirtschaftlichen Aspekte hinaus, hat sie auch eine hohe regionalwirtschaftliche Bedeutung. Der nationale Klimaschutzplan ist mit den Klimaschutzanstrengungen auf europäischer Ebene nicht kompatibel. Zusätzliche nationale Maßnahmen der CO₂-Regulierung innerhalb des Strombinnenmarkts und europäischen Emissionshandelssystems würden lediglich zu Verlagerungen von Stromerzeugung und Emissionen in unsere Nachbarländer führen. Die weitere Energie- und Klimapolitik sollte nicht-diskriminierend, also technologie-neutral, und kompatibel mit der Regulierung auf europäischer Ebene gestaltet werden.

Ausgewogene Berücksichtigung von Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit

Es ist nicht neu, erweist sich aber in der aktuellen Debatte einmal mehr als besonders wichtig: Bei der Transformation der Energieversorgung einer hoch industrialisierten Volkswirtschaft hin zur überwiegenden Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien und erhöhten Energieeffizienz bleibt die ausgewogene Berücksichtigung der Ziele Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit von zentraler Bedeutung. Vor diesem Hintergrund skizziert der vorliegende Artikel den Beitrag der fossilen Energien und insbesondere der



Wesentliche Herausforderungen der Energietransformation bestehen in den Nicht-Strom-Sektoren, insbesondere Wärme und Verkehr
AA+W | Fotolia.com

Kohlen zur Energietransformation aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist zunächst grundlegend, dass Energie neben Kapital und Arbeit ein essentieller Produktionsfaktor ist. Ohne Energieeinsatz „dreht sich kein Rad“, findet keine Produktion und Wertschöpfung statt. Daraus ergibt sich die elementare Wichtigkeit der Versorgungssicherheit, die im Zuge der Energietransformation zum kritischen Erfolgsfaktor wird. Dies gilt für den Energieträger Elektrizität in besonderem Maße. Da dieser Aspekt sowohl von Seiten der ökonomischen Theorie als auch in der aktuellen energiepolitischen Debatte vielfach nicht genügend reflektiert

wird, geht der vorliegende Beitrag hierauf zunächst näher ein. Auf dieser Basis wird dann die Rolle der fossilen Energien und insbesondere der Kohlen im Transformationsprozess eingeordnet.

Theoriedefizite

Die Wichtigkeit des Produktionsfaktors Energie für unseren Wohlstand wird vielfach ignoriert oder unterschätzt. Dass kein Prozess in dieser Welt ohne Energiekonversion stattfinden kann, das sagt uns die Naturwissenschaft (genauer: die Physik durch die Hauptsätze der Thermodynamik). Wirtschaftliche Produktionsprozesse sind hierbei keine Ausnahme. Neben Kapital und

Arbeit ist Energie ein essentieller Produktionsfaktor. Das bedeutet, dass ohne Energieeinsatz Produktion und Wertschöpfung nicht möglich sind. Obwohl dies aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht nahezu trivial ist, hat sich dieser Sachverhalt in der ökonomischen Theorie bis heute noch nicht als selbstverständlich etabliert [1].

Die Ursache für dieses Theoriedefizit lässt sich zurückverfolgen bis in die Anfänge der Nationalökonomik. Wir unternehmen einen kurzen Ausflug in die Entstehungsgeschichte der Disziplin. Als die Volkswirtschaftslehre im Jahr 1776 durch Adam Smiths Werk „Wealth of Nations“ [2] begründet wurde, war „Energie“ als technisch-naturwissenschaftliche Fundamentalgröße noch nicht erkannt. Es sollte noch über 100 Jahre dauern, bis verstanden war, dass so unterschiedliche Elemente wie Licht oder Wärme, Feuer oder Schießpulver, Holz, bewegtes Wasser oder Wind Ausdruck ein und derselben „Naturkraft“ sind. Das diese verschiedenen Erscheinungsformen vereinigende Schlüsselkonzept „Energie“ wurde erst im Laufe des 19. Jahrhunderts nach und nach entdeckt [3].

Zu den Zeiten der Agrarwirtschaft Adam Smiths wurden die „Naturkräfte“ im Wesentlichen durch den Faktor Boden wirksam, der, wie wir heute besser verstehen, als „Solarkollektor“ die Basis für Photosynthese und alle sich anschließenden Prozesse der Biomasseproduktion bildet. Dabei waren die wirtschaftlichen (Boden-) Erträge durch Fläche und Solarstrahlung energetisch begrenzt. Diese Begrenzungen wurden dann im Zuge der industriellen Revolution durch Erschließung der gigantischen Vorräte fossiler Energien, die die Sonne im Laufe von Jahrmillionen auf der Erde angelegt hatte, in Kombination mit technologischen Fortschritten überwunden, zunächst vor allem durch die Erfindung der Dampfmaschine, die den Menschen zunehmend von schwerer körperlicher Arbeit befreite (und zu Beginn der industriellen Revolution in Großbritannien das Abpumpen von Grundwasser und damit den Zugang zu enormen Kohleressourcen ermöglichte), später durch die Erfindung des Transistors, wodurch elektronische Informationsverarbeitung ermöglicht wurde.

Es entwickelten sich die Grundstoffindustrien, vor allem die Stahlproduktion und

damit zusammenhängend das (Eisenbahn-)Transportwesen, in Verbindung mit weiterer Arbeitsteilung die Industrieproduktion. Schließlich kam ein wachsender Dienstleistungssektor hinzu. Gestützt auf Informations- und Kommunikationstechnologien gewinnen alle Sektoren an Produktivität. Die Schlüsselrolle, die dabei der Faktor Energie für die Wohlstandsproduktion auf Basis von Arbeitsleistung und Informationsverarbeitung gespielt hat und noch immer spielt, wird von den einschlägigen ökonomischen Theorien allerdings bis heute nur unzureichend abgebildet.

Daher verwundert es nicht, dass traditionelle (neoklassische) Ökonomiemodelle, die den Produktionsfaktor Energie außer Acht lassen oder ihm nur ein geringes Gewicht beimessen, das beobachtete Wirtschaftswachstum nur unzureichend erklären. Typischerweise muss über die Hälfte des Wachstums einem unerklärten Residual zugeschrieben werden, das zwar als „technischer Fortschritt“ bezeichnet wird, aber vollständig unerklärt bleibt. Daran hat auch die seit den 1980er Jahren entwickelte „Neue Wachstumstheorie“ wenig geändert. Der Begründer der neoklassischen Theorie und Wirtschaftsnobelpreisträger Robert Solow kommentiert: „This has led to a criticism of the neoclassical model: it is a theory of growth that leaves the main factor in economic growth unexplained“ [4]. Dies lässt sich auflösen, indem die Energie neben Kapital und Arbeit als dritter Produktionsfaktor berücksichtigt und ihr produktionsstechnologisches Gewicht aus technologischer und empirischer Analyse bestimmt wird. Das Resultat ist wenig überraschend: Energie erweist sich als ein mächtiger Produktionsfaktor industrieller Volkswirtschaften [5-7], und Energieversorgungssicherheit ist von kritischer Wichtigkeit.

Kritische Wichtigkeit von Versorgungssicherheit

Diese Wichtigkeit des essentiellen Produktionsfaktors Energie und der Energieversorgungssicherheit gewinnt im Zuge der Energietransformation noch weiter an Bedeutung. Sie wird bei steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien zum kritischen Erfolgsfaktor. Das gilt in besonderem Maße für das Stromsystem, und zwar aus mehreren Gründen.

Zunächst ersetzt Strom aus Sonne und Wind zwar Brennstoffe, aber kaum Kraftwerke. Eine gesicherte Stromversorgung erfordert, dass zu jeder Zeit genügend gesicherte Erzeugungsleistung verfügbar ist, auch wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Der hinsichtlich der Versorgungssicherheit kritische Moment ist das Zusammenfallen längerer Dunkelflauten mit niedrigen Speicherfüllständen und Spitzenlast. Auch dann muss ausreichend gesicherte Leistung verfügbar sein, wenn ein Schwarzfall verbunden mit prohibitiv hohen Kosten vermieden werden soll. Weiterhin bleiben steuerbare thermische Kraftwerke zur Spitzendeckung unentbehrlich, solange wettbewerbsfähige Stromspeicher mit hinreichendem Speichervolumen nicht wirtschaftlich verfügbar sind – und das ist absehbar nicht der Fall.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass Kraftwerke mit rotierenden Massen und Regelbarkeit in nahezu Echtzeit einen wichtigen Beitrag zur Stromnetzstabilität leisten. Maßnahmen der Nachfragesteuerung (DSM) können zwar punktuell entlastend wirken, mit Blick auf die weitere Elektrifizierung anderer Sektoren durch Elektromobilität, „Power-to-Heat“, längerfristig auch „Power-to-Gas“ mittels Elektrolyse und ggf. Methanisierung bis hin zu „Power-to-Chemicals“, sind insgesamt allerdings eher steigende Anforderungen von Seiten der Stromnachfrage zu erwarten. Dafür spricht auch die bereits erwähnte Schlüsselrolle von Energie und vor allem Elektrizität für die technologische und wirtschaftliche Entwicklung: Wenn wir auch über künftige technische Fortschritte wenig wissen, so ist eines doch sicher: Jeder weitere Fortschritt in Automatisierung, Mechanisierung oder Informationsverarbeitungs- und Kommunikationstechnologie wird auf der Nutzung von Elektrizität basieren. Auch vor diesem Hintergrund bleibt die Stromversorgungssicherheit von kritischer Wichtigkeit.

Folgendes kommt noch hinzu. Nachdem wir in den vergangenen Jahren noch von Überkapazitäten aus der Zeit vor der Strommarktliberalisierung gezeht haben (lediglich in Süddeutschland bestehen heute bereits zeitweise Engpässe, die auch als Mangel an Netzkapazität interpretiert werden können), schmelzen die Überkapazitäten im

Kraftwerkspark allmählich ab. Spätestens mit dem Vollzug des Kernenergieausstiegs nach 2022 wird Erzeugungskapazität knapp sein. Daraus folgt im Gesamtbild, dass wir mit der Kapazitätsfrage sehr behutsam umgehen sollten, um angesichts der kritischen Wichtigkeit von Elektrizität im Zuge der Energietransformation eine immer sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Beitrag der Kohlen zur Energietransformation

Ein zentrales Element der Energietransformation ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, vornehmlich durch Windenergie (WEA) und Solaranlagen (PV). Wenn die verbleibenden Kernkraftwerke 2023 vom Netz gegangen sein werden, muss die Spitze der Residuallast (Stromnachfrage minus fluktuierender Einspeisung) durch die übrigen Technologien jederzeit sicher gedeckt werden können. Der gesicherte Beitrag von Speicher-(Wasser-)Kraftwerken ist durch die zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten limitiert. Durch zeitweise Verschiebung von Stromnachfrage, sei es in der Industrie, in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen oder in privaten Haushalten, ist ebenfalls ein Beitrag zur Spitzensicherung möglich, dessen Umfang nach Berücksichtigung von Anforderungen an Praktikabilität und Wirtschaftlichkeit aber begrenzt ist. Somit ist die Aufgabe der gesicherten Residuallastdeckung abgesehen von Biomassekraftwerken in den kommenden ein bis zwei Dekaden nach wie vor hauptsächlich durch einen Mix aus Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerken zu erfüllen.

Diese Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe ist infolge des vorgesehenen starken Erneuerbaren-Ausbau und des somit schrumpfenden konventionellen Strommarkts langfristig rückläufig. Trotz der damit zu erwartenden weiter sinkenden Auslastung fossil gefeuerter Kraftwerke bleiben diese aufgrund ihrer Back-up-Funktion aber unentbehrlich. Ob von den Strommärkten, einschließlich Intradaymarkt und Regelmärkten, bei zeitweiser Kapazitätsknappheit ausreichend Anreize zur Vorhaltung der benötigten Erzeugungskapazitäten ausgehen, ist fraglich. Das gilt insbesondere in Situationen mit Netzengpässen, wenn Strompreise infolge der einheitlichen

deutschlandweiten Gebotszone regional undifferenziert bleiben und die tatsächlichen regionalen Knappheiten nicht reflektieren können. Konsequenz dieser derzeitigen Regulierung und dem nur sehr schleppend vorankommenden Netzausbau sind steigende Redispatch-Kosten sowie die Notwendigkeit auf Seiten der Bundesnetzagentur, jede vorgesehene Stilllegung eines Kraftwerks auf „Systemrelevanz“ zu überprüfen und gegebenenfalls außerhalb des Marktes zu vergüten und auf gesetzlicher Basis weiter am Netz zu halten (sog. Netzreserve).

Wir bewegen uns hier in Richtung eines zunehmend administrierten Stromsystems, geraten tendenziell in Konflikt mit dem Binnenmarkt und werden diese Art von Regulierung spätestens dann weiter entwickeln müssen, wenn sich Stilllegungen aus Altersgründen nicht mehr vermeiden lassen und Kraftwerksneueinvestitionen nötig sind. Eine mögliche Alternative wäre die Änderung des Strommarktdesigns zugunsten regional differenzierter Strompreise, wie dies in Skandinavien bereits implementiert ist, möglicherweise ergänzt durch ein marktorientiertes System mit Zahlungen für Kapazitätsvorhaltung. Derartige Weiterentwicklungen des Marktdesigns sind in Deutschland derzeit aber nicht absehbar. Die weitere Entwicklung wird nicht zuletzt von der Geschwindigkeit des Stromnetzausbaus in Relation zum Erneuerbaren-Ausbau abhängen, sowie von der Frage, ob bei aufkommender Kapazitätsknappheit die zeitweisen Preisspitzen auf den Strommärkten ausreichen, um die aus Gründen der Versorgungssicherheit benötigten Kraftwerksinvestitionen auszulösen.

Welche Rolle spielt nun in diesem Kontext die Kohleverstromung? Von den derzeit installierten fossil gefeuerter Erzeugungskapazitäten entfallen knapp zwei Drittel auf Kohlekraftwerke, das sind rd. 50 GW gesicherte Leistung. Angesichts einer Spitzenlast in Deutschland von rd. 80 GW bilden Kohlekraftwerke damit einen wichtigen Sockel an gesichert verfügbarer Erzeugungskapazität. Das gilt insbesondere angesichts von vier potentiellen Entwicklungen, deren Größenordnungen sich jeweils im Bereich mehrerer Gigawatt bewegen, die die Versorgungssicherheit schwächen und sich im Laufe der 2020er Jahre zeitgleich überlagern können:

- der Vollzug des Kernenergieausstiegs;
- die zusätzliche Stilllegung signifikanter Kapazität von Kohle- und Gaskraftwerken aus Altersgründen sowie das Auslaufen der Sicherheitsbereitschaft Braunkohle;
- das Ausbleiben nötiger Kraftwerksneueinvestitionen infolge möglicherweise unzureichender Marktanreize und Regulierung sowie
- ein zu langsam voranschreitender Netzausbau.

Angesichts der möglichen Überlagerung dieser Entwicklungen und der bestehenden Unsicherheiten in allen angesprochenen Dimensionen ist der Beitrag der bestehenden Kohlekraftwerkskapazitäten zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung von erheblicher Bedeutung.

Der Einsatz der fossil gefeuerter Kraftwerke erfolgt marktgetrieben unter den Bedingungen des europäischen Erzeugerwettbewerbs und Emissionshandelssystems auf Basis von Wirkungsgraden, Brennstoffpreisen und Preisen für CO₂-Emissionsrechte. Wir bewegen uns hier im europäischen Wettbewerb. In einem Großteil der Stunden des Jahres besteht in Deutschland und seinen Nachbarländern ein und derselbe Strompreis, d. h. die grenzüberschreitenden Interkonnektor-Kapazitäten sind dann nicht vollständig ausgelastet, die Märkte integriert, und die Kraftwerke in den verschiedenen Ländern stehen in unmittelbarer Konkurrenz untereinander. Ergebnis dieses Erzeugerwettbewerbs sind die regionalen Auslastungen und Stromerzeugungsmengen der Kraftwerke sowie die grenzüberschreitenden Stromimport- und Exportflüsse und die resultierenden regionalen CO₂-Emissionen.

Aus diesen Zusammenhängen folgt, dass innerhalb des europäischen Erzeugerwettbewerbs und EU-Emissionshandelssystems nationale Eingriffe wie beispielsweise ein politisch forcierter deutscher Kohlenausstieg hinsichtlich CO₂ eine Doppelregulierung darstellen würde, die in mehrfacher Weise kontraproduktiv wäre: Eine solche Doppelregulierung wäre zunächst hinsichtlich Treibhausgasreduktion unwirksam, da sie zur marktgetriebenen Verlagerung von Stromerzeugung und damit verbundenen CO₂-Emissionen in un-

sere Nachbarländer führen würde. Gemäß einer EWI-Studie [8] führt eine zusätzliche deutsche Emissionsbegrenzung im europäischen Erzeugerwettbewerb und EU-ETS hauptsächlich zur Verlagerung von Kohleverstromung aus Deutschland nach Polen, Tschechien, Belgien, Niederlande und Dänemark. Die Stromexporte aus Deutschland heraus würden sich verringern, die Stromimporte nach Deutschland erhöhen. Kapazitiv wäre der Haupteffekt, dass in Deutschland mit Blick auf gesicherte Spitzendeckung neue Gaskraftwerke früher zugebaut werden müssten, während in unseren Nachbarländern marktgetriebene Stilllegungen von Kohlekraftwerken später stattfänden.

Ein in Deutschland politisch forciertes Kohlenausstieg würde einen diskriminierenden Eingriff in den europäischen Erzeugerwettbewerb bedeuten, der die Gesamtkosten im europäischen Stromsystem und Strompreise erhöhen und sich somit für den Industriestandort Deutschland nachteilhaft auswirken würde. Ein solcher nationaler Eingriff würde die europäische CO₂-Regulierung unterlaufen (begleitet von einem den CO₂-Preis dämpfenden Effekt, konsistent mit der Emissionsverlagerung in unsere Nachbarländer) und kann insofern gar als anti-europäisch bezeichnet werden.

Aus der volkswirtschaftlichen Perspektive verdient die Braunkohle besonderes Augenmerk als der einzige heimische Energieträger, der langfristig sicher und wirtschaftlich bereitgestellt werden kann. Der wirtschaftliche Vorteil der Braunkohle ist unabhängig von geopolitischen Unsicherheiten und der Variabilität der Energieweltmärkte, wovon der Industriestandort profitiert. Auch ist die Braunkohle von hoher regionalwirtschaftlicher Bedeutung [9, 10]. Zugleich passt sie sich den Erfordernissen der Energietransformation an. Die Braunkohlenförderung vermindert sich u.a. infolge der Sicherheitsbereitschaft, der Auskohlung der Tagebaue Jämschwalde in der Lausitz und Inden im Rheinland sowie des bis 2030 absehbaren Ausscheidens älterer Kraftwerke, mit entsprechend rückläufigen CO₂-Emissionen. Der wirtschaftliche Vorteil der Braunkohle resultiert aus vergleichsweise geringen variablen Kosten und hat einen Strompreis-entlastenden Ef-

fekt. Die neueren Braunkohleblöcke bleiben daher im europäischen Markt absehbar wettbewerbsfähig und können ihren Beitrag zur Stromversorgungssicherheit weiterhin zuverlässig leisten.

Energie- und klimapolitische Perspektive

Die angesprochene klimapolitische Wirkungslosigkeit nationaler Eingriffe in den europäischen Markt und Emissionshandel bedeutet, dass der deutsche Klimaschutzplan mit seinen Sektor-Zielen, die auch die vom EU-ETS erfassten Sektoren Energiewirtschaft und Industrie umfassen, mit den Anstrengungen der Emissionsvermeidung auf europäischer Ebene nicht kompatibel ist. Die Doppelregulierung führt lediglich zur Verlagerung von Stromerzeugung und Emissionen in unsere Nachbarländer, verbunden mit weiteren kontraproduktiven Effekten. Nationale Klimaschutzpläne sollten mit der europäischen Regulierung zusammenpassen und sich auf die vom EU-ETS nicht erfassten Sektoren beziehen.

Wesentliche Herausforderungen der Energietransformation bestehen in den Nicht-Strom-Sektoren, insbesondere Wärme und Verkehr. Im Stromsystem ist die Begrenzung zusätzlicher Kosten (die EEG-Umlage liegt weit über Plan), die Beschleunigung des Netzausbaus und die weitere Systemintegration der erneuerbaren Energien vordringlich. Ebenso wichtig ist die Weiterentwicklung der Netzentgelt- sowie der Steuer-, Abgaben- und Umlagesystematik in Richtung stärker Kosten reflektierender Tarife, wodurch Kapazitätzahlungen bzw. Leistungspreise (im Unterschied zu Zahlungen für bezogene Energie) an verschiedenen Stellen im Energiesystem an Bedeutung gewinnen. Aufgrund der kritischen Wichtigkeit des Produktionsfaktors Energie und insbesondere Elektrizität für den Wohlstand industrieller Volkswirtschaften ist das Ziel der Stromversorgungssicherheit essentiell und sollte im Zusammenhang mit allen zur Debatte stehenden energie- und klimapolitischen Maßnahmen mehr Aufmerksamkeit erfahren. Die weitere Energie- und Klimapolitik sollte nicht-diskriminierend, also technologieneutral, und kompatibel mit der Regulierung auf europäischer Ebene gestaltet werden.

Anmerkungen

- [1] Hall, C.; Lindenberger D.; Kümmel R.; Kröger T.; Eichhorn W.: The Need to Reintegrate the Natural Sciences with Economics, *BioScience* 51 (2001): 663-673.
- [2] Smith, A.: *An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*, Vol. I/ Vol. II. Printed for W. Strahn and T. Cadell, in the Strand, 1776.
- [3] Julius R. Mayer und James P. Joule entdeckten im 19. Jahrhundert die Energieerhaltung im Zusammenhang mit chemischen (Stoffwechsel-) Reaktionen, Wärme und mechanischer Arbeit. James C. Maxwell entwickelte um dieselbe Zeit die Theorie des Lichts (Elektromagnetismus). Albert Einstein entdeckte Anfang des 20. Jahrhunderts die Äquivalenz von Energie und Masse, worauf Kernspaltung und Fusion beruhen.
- [4] Solow, R.M.: *Perspectives on Growth Theory*, *Journal of Economic Perspectives* 8 (1994): 45-54.
- [5] Kümmel, R.; Strassl, W.; Gossner, A.; Eichhorn, W.: *Technical Progress and Energy-dependent Production Functions*, *Z. f. Nationalökonomie, J Economics* 45 (1985): 285-311.
- [6] Ayres, R.U.; Warr B.: *Accounting for growth: the role of physical work*. *Structural Change and Economic Dynamics* 16 (2005): 181-209.
- [7] Lindenberger, D.; Weiser, F.; Winkler, T.; Kümmel, R.: *Economic Growth in the USA and Germany 1960-2013: The Underestimated Role of Energy*. *Biospherical Economics and Resource Quality* (2017) 2:10. DOI 10.1007/s41247-017-0027-y.
- [8] Bertsch, J.; Lindenberger, D.; Paschmann, M.; Wagner, J.: *Effekte nationaler Emissionsminderungsziele im europäischen Strommarkt - Eine modellbasierte Analyse für Deutschland*, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39 (2016): 163-170.
- [9] Vgl. z.B. EEFA: *Bedeutung der rheinischen Braunkohle - sektorale und regionale Beschäftigungs- und Produktionseffekte*, Untersuchung im Auftrag der RWE Power AG, Münster, Berlin 2010. http://www.eefa.de/images/veroeffentl/Endbericht-RWE_Regiokohle_Final_05-11-2010-1.pdf, abgerufen am 1.8.2017.
- [10] *Prognos: Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland*, Studie im Auftrag der Vattenfall Europe AG, Berlin 2011. https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/110900_Prognos_Vattenfall_Studie_Braunkohle_Ostdeutschland_lang.pdf, abgerufen am 1.8.2017.

*PD Dr. D. Lindenberger, Energiewirtschaftliches Institut, Universität zu Köln
dietmar.lindenberger@uni-koeln.de*

Nicht die Leistung ist entscheidend für die Versorgungssicherheit, sondern die Arbeit!

Die installierte Leistung erneuerbarer Energien ist im Jahr 2016 auf gut 104 Gigawatt (GW) ausgebaut worden und machte damit erstmals die Hälfte der gesamten Stromerzeugungskapazität in Deutschland aus. Steuert Deutschland nun auf gewaltige Überkapazitäten zu? Im Folgenden soll die Differenz zwischen Leistung und Arbeit sowie deren Bedeutung für die Bewertung der Versorgungssicherheit näher betrachtet werden.

Für das Grundverständnis muss man wissen, was sich hinter den physikalischen Größen „Leistung“ und „Arbeit“ verbirgt: Die installierte Leistung eines Kraftwerks ist vereinfacht beschrieben die höchste Stromabgabe, die im Betrieb einer technischen Anlage unter Nennbedingungen dauerhaft erreicht werden kann. Sie wird in der Einheit Watt (W) angegeben. Die elektrische Arbeit ist die Leistung über die Zeit (h). Die erzeugte Strommenge, die Arbeit, wird in Wattstunden (Wh) gemessen.

Die „Leistung“ der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien „arbeitet“ auf unterschiedliche Weise. Wie sich die erzeugte Stromarbeit in Deutschland auf die verfügbaren Kapazitäten verteilt, zeigt Abb. 1.

Erneuerbare erzeugen lediglich 30 % des Stroms

Nahezu 90 % der 104 GW EE-Kapazität verteilen sich auf Wind- und PV-Anlagen. Naturgemäß sind die 41 GW PV-Anlagen (20 % der Gesamtkapazität) jedoch lediglich tags-

über verfügbar und dann auch nur, wenn die Sonne scheint. Im Jahr 2016 erzeugten sie 6 % des Stroms. Die 50 GW Windenergieanlagen (24 % der Gesamtkapazität) trugen 12 % zur Gesamterzeugung bei. Aber auch ihre Verfügbarkeit ist bekanntlich abhängig von den Witterungsverhältnissen. Die Einspeisung erfolgt also nicht nach Bedarf, sondern rein stochastisch [1]. Zusammengekommen erzeugten erneuerbare Energien mit der Hälfte der deutschen Gesamtkapazität lediglich 30 % des gesamten Stroms.

Die andere Hälfte der installierten Leistung – die konventionelle Kraftwerkskapazität – hat 2016 demnach noch 70 % Strom zur Deckung des Bedarfs in 2016 bereitstellen müssen. Beachtlich ist, dass Braunkohlekraftwerke mit 10 % der installierten Leistung mit fast 23 % den höchsten Anteil am Stromoutput lieferten.

Es muss ausreichend regelbare Kapazität verfügbar bleiben

Als Maß der Versorgungsfähigkeit der unterschiedlichen Stromerzeugungsanlagen

können die Jahresvolllaststunden verstanden werden. Sie geben an, wie viele der 8.760 Stunden eines Jahres eine Anlage bei maximaler Leistung gelaufen sein muss, um ihre Jahresproduktion zu erzeugen (Abb. 2).

Kernenergie-, Braunkohle-, aber auch Biomassekraftwerke weisen eine hohe Auslastung auf. Da Erdgaskraftwerke preisbedingt eher zur Abdeckung der Spitzenlast zum Einsatz kommen, sind die Jahresvolllaststunden dieser Anlagen deutlich geringer. Im Jahr 2016 sind die Werte für die Erdgasanlagen aufgrund einer verbesserten Wettbewerbsposition wieder gestiegen. Bei Wind- und PV-Anlagen wird die Auslastung neben technischen Parametern maßgeblich von den Witterungsverhältnissen bestimmt. Der Nutzungsgrad von Photovoltaik-Anlagen bspw. lag 2016 bei nur knapp 11 %.

Entscheidend ist es folglich, bei der gesamten installierten Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland zwischen regelbarer bzw. jederzeit abrufbarer und

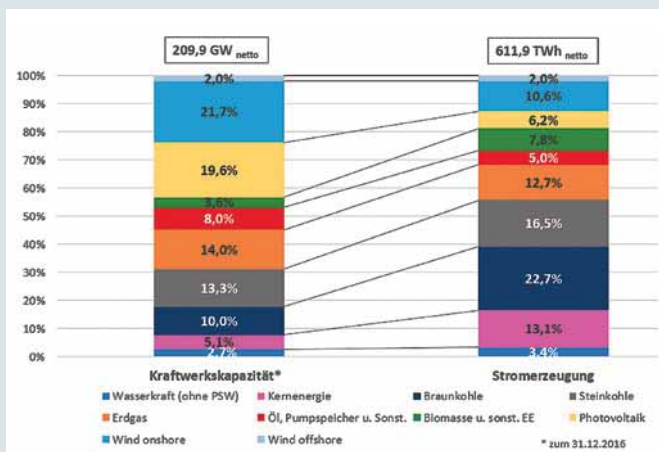


Abb. 1 Kapazität und Erzeugung 2016 (vorläufig) Quelle: BDEW, eigene Darstellung

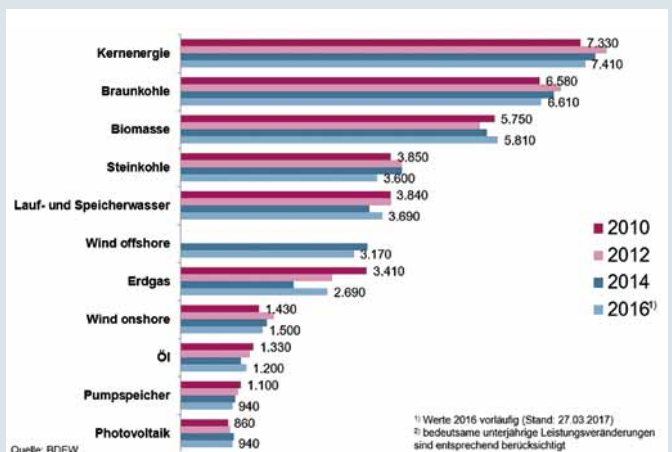


Abb. 2 Jahresvolllaststunden 2010 bis 2016 [3] Quelle: BDEW

nicht regelbarer, volatiler Leistung zu unterscheiden. Für die Versorgungssicherheit ist es essenziell, dass neben den volatil einspeisenden Kapazitäten immer ausreichend regelbare Kapazität verfügbar bleibt (Abb. 3).

Kraftwerkskapazität wird schon in naher Zukunft knapp

Nach Untersuchungen des BDEW und der Bundesnetzagentur wird die Kraftwerksleistung im Bereich der jederzeit verfügbaren regelbaren Anlagen bis zum Jahr 2022 um mehr als 26 GW zurückgehen. Hierzu gehören neben der auslaufenden Kernenergie, 2,6 GW Braunkohlekraftwerke, die nach der Sicherheitsbereitschaft stillgelegt werden, sowie verschiedene Steinkohle- und Erdgaskraftwerke, die marktbedingt vom Netz gehen. Anlagenzubauten sind durch den weiteren Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen lediglich für den Bereich des volatilen Anlagenparks zu erwarten. Da die Bundesnetzagentur bei der Planung des zukünftigen Stromnetzes [2] auch in den dreißiger Jahren eine Jahreshöchstlast von 84 GW zugrunde legt, wird Kraftwerkskapazität, die die Versorgungssicherheit gewähr-

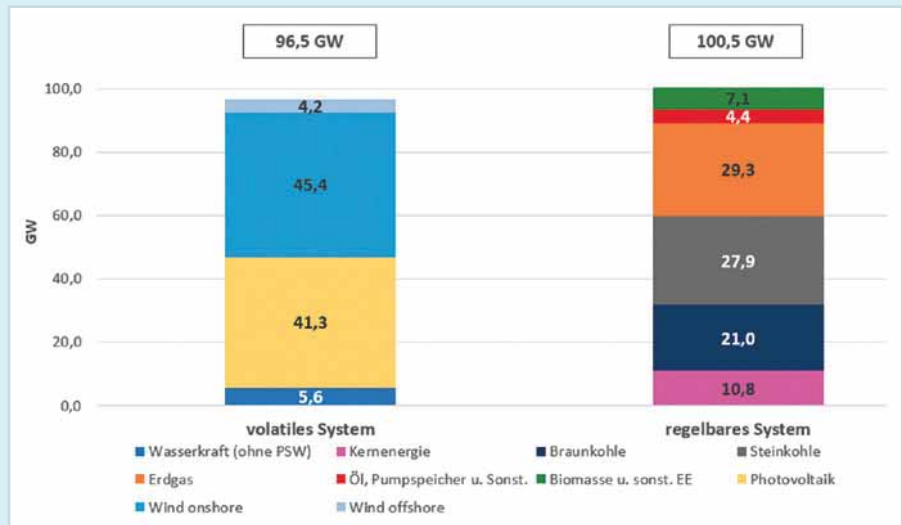


Abb. 3 Kapazitäten des volatilen und jederzeit verfügbaren regelbaren Systems 2016 Quelle: BDEW; BMWi, eigene Darstellung

leistet schon in naher Zukunft eher knapp werden.

Anmerkungen

[1] Siehe auch: Erneuerbare: Rekorde bei der Erzeugung – Flaute bei der Versorgungssicherheit in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 67. Jg. (2017), Heft 8

[2] https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP2030_BNetzA-VorlErg.pdf, S. 21

[3] Werte 2016 vorläufig (Stand: 27_032017); bedeutende unterjährige Leistungsänderungen sind entsprechend berücksichtigt.

„et“-Redaktion

VGB KONGRESS 2017 – Erzeugung im Wettbewerb

Der VGB KONGRESS 2017 ist einer der zentralen Treffpunkte der Kraftwerksbranche. Unter dem neuen Motto Erzeugung im Wettbewerb findet er am 13.-14.9.2017 im Congress Center West der Messe Essen statt. Ziel der Veranstaltung ist es, das partnerschaftliche Zusammenwirken von Erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken in dem sich dramatisch verändernden Wettbewerbsumfeld in Deutschland und Europa zu diskutieren. Die Kraftwerksbranche steht in dem herausfordernden Prozess, sich und ihre Anlagen in einem sich verändernden und unsicheren Marktumfeld zu platzieren

Aus der Sicht von VGB PowerTech gilt es, die Stromerzeugung an diesen Herausforderungen gemessen weiterzuentwickeln, ihre kommerzielle Leistungsfähigkeit zu erhalten und auszubauen sowie weiterhin eine sichere, gesicherte und klimafreundliche Stromversorgung zu gewährleisten. Im Mittelpunkt steht dabei das energiewirtschaftliche Dreieck aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Dabei werden technologieneutral alle Energieträger berücksichtigt.

Der Fokus des Kongresses umfasst die gesamte Bandbreite von der klassischen Erzeugung über die Erneuerbaren bis hin zu den Speichertechnologien für Strom und Wärme sowie die Koppelung von Strom mit anderen Energiespeichern.

Sachverständige und renommierte Vortragende werden in Vorträgen und Diskussionen neueste Lösungen für die technischen und kommerziellen Herausforderungen aufzeigen. Dabei wird es einerseits um die Beiträge der Technik, um die Marktposition für jeden einzelnen Energieträger zu stärken, und andererseits der Wandel in der Energiewirtschaft selbst, der neue Horizonte bzw. Marktchancen eröffnet, gehen.

Die Plenarveranstaltung steht unter dem Motto „Transformation as Business Opportunity?“ Die Fachsektionen werden die Themen

- Erzeugungs- und Speichertechnologien für die Zukunft,
- Erfahrungen mit Neubauprojekten und O&M,
- neue Geschäftschancen sowie
- Flexibilisierungsmöglichkeiten bei der Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme

umfassen.

Neu im Programm des VGB-Kongresses ist eine fünfte Fachsektion mit dem Fokus auf den Dialog. Die Vortragenden werden sich hoch aktuellen und relevanten Themen aus dem Bereich Digitalisierung und IT-Sicherheit widmen.



Austragungsort des VGB Kongresses ist die Messe Essen Foto: Rainer Schimm | Messe Essen