

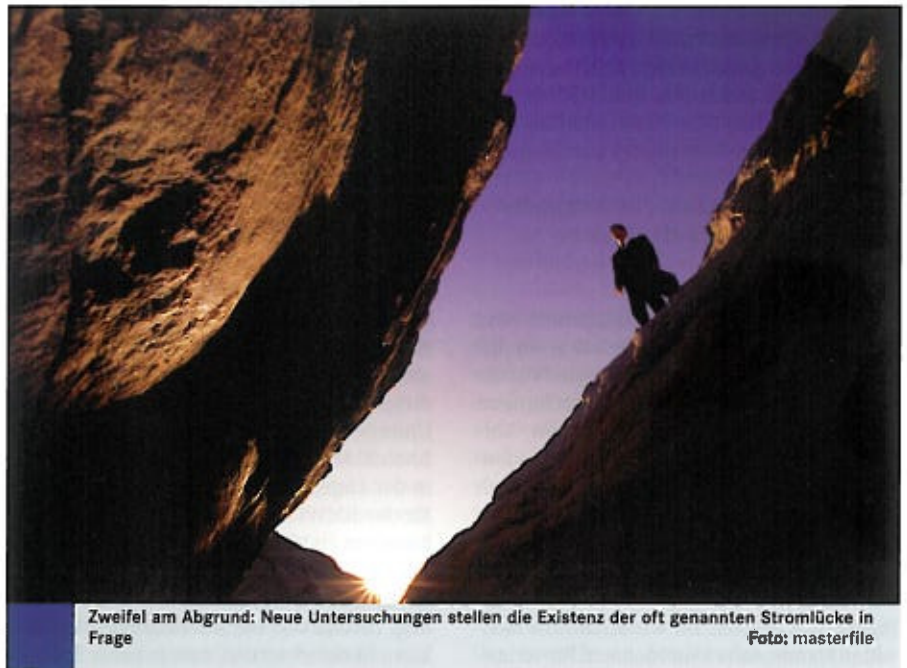
Stromlücke in Deutschland? Der traditionelle Ansatz greift zu kurz

Uwe Büsgen und Uwe Leprich

Deutschland verfügt seit vielen Jahren über eine im europäischen und internationalen Vergleich sehr hohe und überdurchschnittliche Stromversorgungszuverlässigkeit. Aktuell wird intensiv darüber diskutiert, ob diese auch zukünftig in diesem Maße gewährleistet werden kann. Zentrale Gründe für diese Sorge sind insbesondere die gesetzlich festgelegte Stilllegung von Atomkraftwerken und die erwartete Abschaltung von fossilen Kraftwerken aus Altersgründen. Als Grundlage wird in der Diskussion um eine mögliche zukünftige „Stromlücke“ ein von der UCTE vorgegebener traditioneller Ansatz verwendet. Dieser wird im vorliegenden Artikel in Frage gestellt.

Während in diesem traditionellen Ansatz ausschließlich auf die physische Versorgungssicherheit abgestellt wird, sind bei der Diskussion über eine langfristig nachhaltige Energiezukunft insbesondere auch die Umwelt- und Klimaschutzfordernisse zu berücksichtigen. Die geregelte Beendigung der Stromproduktion mit Atomkraftwerken (AKW) wurde insbesondere begründet mit den zu hohen Sicherheitsrisiken, der ungelösten Frage der sicheren Lagerung von Atommüll sowie den Gefahren der Proliferation. Heute, acht Jahre nach der Vereinbarung zum sog. Atomkonsens, erscheint die Frage der Endlagerung von Atommüll auch durch die Probleme mit dem sog. Versuchsendlager Asse II bei Wolfenbüttel ungelöst. Die Risiken werden u. a. durch die gestiegene Terrorgefahr und verschiedene schwerwiegende Unfälle in AKW eher höher als geringer eingeschätzt [1].

Die Gründe für den im Jahr 2000 mit den AKW-Betreibern vertraglich vereinbarten [2] und im Atomausstiegsgesetz (AtG) klar geregelten Atomausstieg [3] gelten also uneingeschränkt. Neubauten von fossilen Kraftwerken, insbesondere von großen Kon-



Zweifel am Abgrund: Neue Untersuchungen stellen die Existenz der oft genannten Stromlücke in Frage
Foto: masterfile

densationskraftwerken, sind vor dem Hintergrund der anspruchsvollen Klimaschutzziele Deutschlands und der wachsenden Gefahren des Klimawandels zu betrachten. Die Klimaschutzanstrengungen müssen sich dabei an den Forderungen des Weltklimarates (IPCC) orientieren. So muss laut IPCC von den Industrieländern verlangt werden, ihre THG-Emissionen bis 2050 gegenüber 1990 um 80-95 % zu senken [4].

Unsicherheiten bei der Festlegung der notwendigen gesicherten Leistung

Der aktuelle Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) stellt fest, dass „angesichts der derzeitigen Kraftwerksneubauplanungen im Hinblick auf eine angemessene Versorgungssicherheit das Vorhandensein ausreichender Erzeugungsleistung keinen kritischen Engpass darzustellen scheint“ [5]. Dies wird auch in BNA [6], EWI und

Prognos [7], EUtech [8], Nitsch [9], Ökoinstitut [10] und UBA [11] so gesehen.

Dennoch: Prognosen sind schwierig, weiß der Volksmund – vor allem, wenn sie sich auf die Zukunft beziehen. Schon die Frage, wie viele fossile Kraftwerke bis 2020 zugebaut werden, kann kaum verlässlich beantwortet werden. Der Bau der meisten geplanten fossilen Kraftwerke ist nach BMWi [5] nur „relativ sicher“ oder gar „fraglich“ (Tab. 1, Stand Herbst 2008). Im Folgenden werden weitere Unsicherheiten aufgeführt, die es erschweren, verlässlich vorherzusagen, ob die Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2020 tatsächlich gesichert sein wird.

Außerbetriebnahme von Kraftwerken

Niemand kann heute mit Sicherheit sagen, welche aktuell betriebenen Kraftwerke bis 2020 tatsächlich vom Netz gehen. Denn insbesondere gibt es starke politische Akti-

Überblick

Vor dem Hintergrund eines nachhaltigen Klimaschutzes werden in diesem Artikel zunächst die Unsicherheitsfaktoren skizziert, die es erschweren, Aussagen über eine mögliche zukünftige Stromlücke zu machen. Anschließend wird die gängige Systematik zur Ermittlung einer Stromlücke dargestellt. Es wird herausgearbeitet, warum diese zu einem Überschuss an Stromproduktionskapazitäten führen kann. Schließlich werden Wege aufgezeigt, wie bei der fristgemäßen Umsetzung des Atomausstieges und einem an den Klimaschutzanforderungen angepassten Neubau von fossilen Kraftwerken die deutsche Stromversorgung mittel- bis langfristig gesichert werden kann.

vitäten, trotz der o. g. ungelösten Probleme eine Verlängerung der im AtG festgelegten Laufzeiten für AKW zu erreichen. Mit einer entsprechenden Änderung des AtG stünden von heute auf morgen rund 21 GW Kraftwerksleistung zur Verfügung, die vorher nicht eingeplant waren. Aber auch bei Beibehaltung des geltenden AtG ist heute nicht sicher zu sagen, ob das letzte AKW tatsächlich im Jahr 2023 abgeschaltet wird oder erst später. Denn im Gesetz ist kein fixes Abschaltdatum sondern die Strommenge festgelegt, die von jedem AKW noch produziert werden darf (Reststrommenge). Steht ein AKW für ein Jahr still und produziert keinen Strom, wie beispielsweise Biblis A oder Brunsbüttel im Jahr 2008, verschiebt sich das Abschaltdatum automatisch um ein Jahr nach hinten. Außerdem können die Anlagenbetreiber in begrenztem Maße Produktionsrechte von alten AKW auf neue übertragen. Werden also alte Anlagen früher vom Netz genommen und deren Reststrommengen auf die neuesten Anlagen übertragen, können diese ggf. auch über 2023 hinaus betrieben werden.

Auch das Abschaltdatum von fossilen Kraftwerken ist kaum vorhersagbar. Denn Grund einer Abschaltung ist nicht, dass eine vorher festgelegte Laufzeit erreicht ist. Vielmehr wird aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen entschieden, wie lange ein Kraftwerk betrieben werden soll. Einfluss auf die Entscheidung haben dabei der erwartete Strompreis auf den Strommärkten, die erwarteten Preise für Primärenergie und CO₂-Zertifikate sowie die ggf. notwendigen Investitionen zur Ertüchtigung älterer Kraftwerke. Daher garantiert auch die Neuerichtung von Kraftwerken keinesfalls die Abschaltung von Altanlagen, wie die Inbetriebnahme des neuen zusätzlichen RWE-Braunkohlekraftwerks in Niederaußem (Nordrhein-Westfalen) im Jahr 2003 gezeigt hat. Bei entsprechenden Preisniveaus auf den relevanten Großhandelsmärkten sind zudem für nahezu alle Kraftwerkskapazitäten Nachrüstungsinvestitionen möglich, die die technische und wirtschaftliche Lebensdauer der Anlagen erheblich verlängern können. So sind im Bereich der OECD eine ganze Reihe von Kraftwerken bekannt, die 60 Jahre und länger

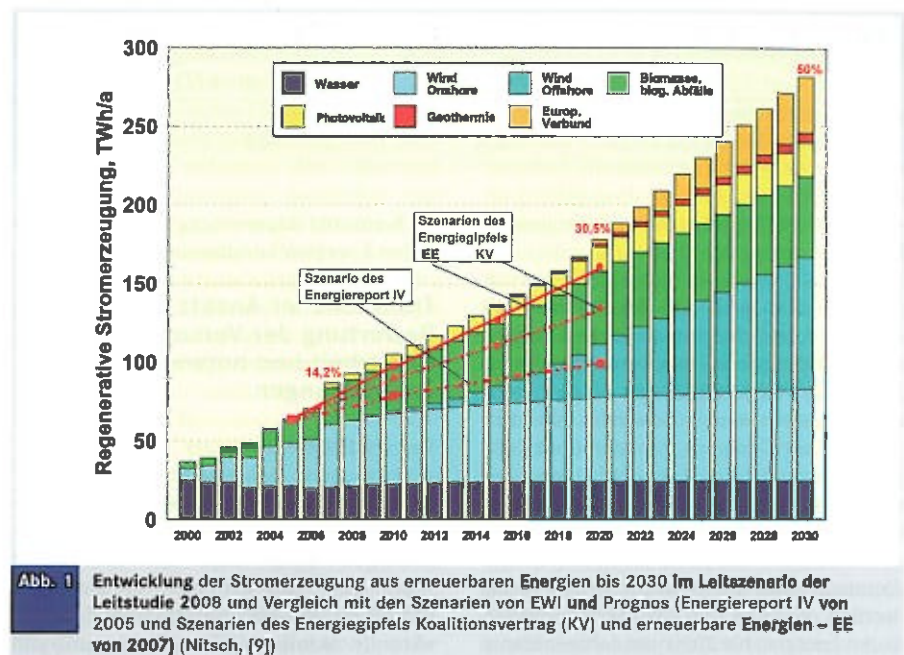


Abb. 1 Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 im Leitzenario der Leitstudie 2008 und Vergleich mit den Szenarien von EWI und Prognos (Energiebericht IV von 2005 und Szenarien des Energiegipfels Koalitionsvertrag (KV) und erneuerbare Energien = EE von 2007) (Nitsch, [9])

betrieben werden sollen [10]. Werden also hohe Strompreise, z. B. an der Strombörse EEX, erwartet, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Kraftwerke länger betrieben werden als bislang angenommen wurde.

Entsprechend ist die Bandbreite der bis 2020 erwarteten Außerbetriebnahme fossiler Kraftwerke in verschiedenen Studien relativ hoch. Sie liegt zwischen 19 bis 33 GW, während eine Befragung der Stromerzeuger durch die Bundesnetzagentur (BNA) einen geplanten Rückbau von nur 2,4 GW Netto-Engpassleistung ergab (Tab. 2).

Zukünftiger Strombedarf

Wie viel Strom und welche maximale Leistung im Jahr 2020 tatsächlich nachgefragt werden, ist entscheidend für die Frage, wie hoch die gesicherte Leistung sein muss. Die Bandbreite des erwarteten Stromverbrauchs in Deutschland ist dabei beträchtlich. Während Deutschlands Stromverbrauch in den vergangenen 15 Jahren stetig gestiegen ist [12] und im Jahr 2007 bei rund 617 TWh Bruttostromverbrauch lag, wurde

im Energiegipfelprozess ein Stromverbrauch von 550 TWh im Jahr 2020 angenommen [7]. Das Umweltbundesamt und das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie halten eine Reduktion des derzeitigen Stromverbrauchs um 110 TWh/a bis 2015 für möglich [13]. Nitsch [9] hält 586 TWh für 2020 für realistisch und liegt damit sehr nahe bei den Annahmen der dena [14]. EWI und EEFA [15] dagegen ermitteln einen Stromverbrauch für 2020 von bis zu 619 TWh. Nur wenige Studien schätzen ab, wie sich der Stromverbrauchszuwachs auf die maximale Nachfrage auswirkt. In dena [14] wird angenommen, dass sie um 0,65 % sinkt, wenn der Stromverbrauch um 1 % abnimmt.

Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich verlief schneller, als von vielen erwartet wurde. Im Jahr 2007 lag der Anteil bei gut 14 % [16], im Jahr 2008 bei rund 15 % [17]. Wie Abb. 1 zeigt, wurde in den Arbeiten von EWI und Prognos von 2005

Tab. 1: In Bau befindliche und geplante Neubauten fossiler Kraftwerke (Leistung in GW)

	Im Bau	sehr sicher	relativ sicher	fraglich	Summe
Steinkohle	2	1,5	7	8	18
Braunkohle	3	0	0	2	5
Erdgas	2	0	2	4	8
Summe	7	1,5	9	14	31

Quelle: [5]

Tab. 2: Voraussichtliche Stilllegung fossiler Kraftwerkskapazitäten bis 2020 (Leistung in GW)

	BNA [6]	EWI/Prognos [7]	Nitsch [9]	Ökoinstitut [10]	BA [11]
Erwartete Stilllegungen fossiler Kraftwerke bis 2020	2,4	33	28	19	22

und 2007 [18] deutlich weniger angenommen.

In den letzten sechs bis sieben Jahren hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion verdoppelt. Nach Nitsch [9] wird seit 2000, als der sog. Atomkonsens beschlossen wurde, jedes Jahr mehr zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien produziert, als insgesamt in dieser Zeit an Atomstromproduktion weggefallen ist (siehe Abb. 2).

Dennoch kann nicht mit Sicherheit gesagt werden, wie sich der Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 und darüber hinaus tatsächlich entwickelt. Ziel der Bundesregierung ist es, deren Anteil im Strombereich bis 2020 auf mindestens 30 % und anschließend kontinuierlich weiter zu steigern, d. h. nach Nitsch [9] auf rund 50 % im Jahr 2030. Dies wurde in der Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, das am 1.1.2009 in Kraft getreten ist, gesetzlich festgelegt [19]. Das Wort „mindestens“ bedeutet einerseits, dass der Ausbau auch schneller kommen kann und darf. So steigt der Anteil der Erneuerbaren im Szenario Effizienz 2 der Leitstudie 2008 bis 2020 auf 37 % [9]. Andererseits gibt es auch Stimmen, die von der Zielerreichung noch nicht überzeugt sind. So gehen EWI und EEFA [15] davon aus, dass im Jahr 2020 nur zwischen 18 und

25 % unserer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien bereitgestellt werden.

Traditioneller Ansatz zur Bewertung der Versorgungssicherheit und notwendige Erweiterungen

Der traditionelle Ansatz

Offiziell beschäftigt sich der Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) alle zwei Jahre mit Deutschlands Versorgungssicherheit im Gas- und Strombereich. Der aktuelle Monitoring-Bericht stammt von 2008 [5]. Danach ist entscheidend „ob und inwieweit die Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung sowie der Stromübertragung und -verteilung ausreichend Vorsorge getroffen haben, um die Nachfrage nach Strom heute und in Zukunft jederzeit auch in extremen Situationen sicher zu decken“.

Ferner sollte „aus Gründen der Versorgungssicherheit gewährleistet sein, dass zu jedem Zeitpunkt die Stromnachfrage mit hinreichender Sicherheit aus inländischen Stromerzeugungskapazitäten abgedeckt werden kann“. Für Länder mit relativ niedrigen Schwankungen von Stromangebot und -nachfrage, zu denen Deutschland zu zählen

ist, empfiehlt die UCTE, dass die gesicherte Leistung die maximale Stromnachfrage (Höchstlast) um 5 % übersteigt. Diesen Wert hat Deutschland in den vergangenen Jahren regelmäßig erreicht oder überschritten. So standen am 15.12.2005 82,7 GW gesicherte Leistung zur Verfügung, denen eine Jahreshöchstlast von 76,7 GW gegenüberstand. Tatsächlich betrug die gesamte installierte Leistung 119,4 GW [20].

Der traditionelle Ansatz, zu jeder Zeit mehr als die Jahreshöchstlast aus inländischen Kraftwerken bereitstellen zu können, wird von den meisten Studien verfolgt – schließlich ist er formal fest vorgegeben. Es sollte allerdings hinterfragt werden, ob dieser Ansatz zukünftig noch angemessen ist. Insbesondere drei europäische Entwicklungen sollten bei der Diskussion um eine mögliche Stromlücke im Jahr 2020 berücksichtigt werden:

- der fortschreitende europäische Binnenmarkt,
- die Pläne der Europäischen Kommission zum Ausbau des europäischen Stromnetzes und
- das bindende Ziel der EU, bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 % des gesamten Endenergiebedarfs zu verdreifachen.

Darüber hinaus ist die Herangehensweise zur Bewertung erneuerbarer Energien fraglich. Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird meist ein sehr niedriger Leistungskredit zugeschrieben, ohne den Ausgleich zwischen den unterschiedlichen erneuerbaren Energien angemessen zu berücksichtigen.

Der europäische Binnenmarkt für Strom

Ist es angemessen zu verlangen, dass die gesicherten Kapazitäten zur Abdeckung des maximalen Stromverbrauchs Deutschlands auch vollständig in Deutschland stehen müssen? Damit wird eine Autarkie der Stromversorgung verlangt, die gar keine sein kann. Im EU-Binnenmarkt steigt der zwischenstaatliche Stromaustausch, und die EU-Mitgliedstaaten springen im Engpassfall selbstverständlich ein.

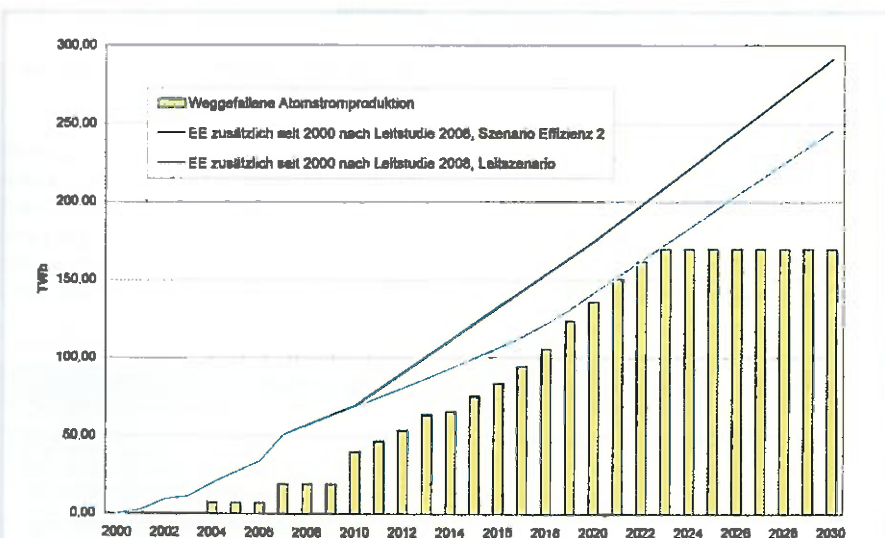


Abb. 2 Vergleich seit 2000 wegfallender Produktion von Strom aus Atomkraftwerken mit zusätzlichem Strom aus erneuerbaren Energien nach Leitstudie 2008, Leitszenario und Szenario Effizienz 2 (Nitsch [9]; eigene Darstellung)

Außerdem: Über die Hälfte der Primärenergieträger, die in Deutschland zur Stromproduktion verwendet werden, müssen importiert werden. Nach dem Statusbericht von BMWi und BMU „Energieversorgung für Deutschland“ 2006 beträgt derzeit die Importabhängigkeit bei Uran 100 % (22,1 % Anteil an der Stromproduktion in Deutschland 2007), bei Steinkohle 61 % (24,5 %) und bei Erdgas 83 % (10,8 %). Die Importanteile von Steinkohle und Erdgas werden weiter steigen (allerdings nicht unbedingt die absolut in Deutschland verbrauchte Menge). Im Verkehrsbereich, der fast vollständig von Erdöl abhängig ist, liegt der Importanteil bei 93 % [21].

Sollte vor diesem Hintergrund bei der Frage, ob die Stromversorgung Deutschlands sichergestellt ist, nicht auch die Möglichkeit des zeitweisen Stromimports aus unseren europäischen Partnerländern und Verbündeten, wie er seit vielen Jahren selbstverständlich ist, berücksichtigt werden? Auch wenn die Speicherung von Strom - anders als bei Gas, Kohle und Uran - nur unter großem Aufwand möglich ist und entsprechende große Stromspeicherkapazitäten in Deutschland derzeit nicht zur Verfügung stehen, sollte der europäische Binnenmarkt mittel- bis langfristig sicherstellen können, dass bei Bedarf eine Stromlieferung aus angrenzenden Ländern erfolgen kann. Schließlich ist es unwahrscheinlich, dass in vielen EU-Mitgliedstaaten die Jahreshöchstlast exakt gleichzeitig auftritt. Auf die Tatsache, dass das europäische Netz die Versorgungssicherheit Deutschlands zusätzlich verbessert, weist auch der Monitoring-Bericht 2008 ausdrücklich hin, ohne jedoch vom traditionellen Ansatz abzuweichen [5].

Der europäische Binnenmarkt und die Rolle der erneuerbaren Energien

Das EU-Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch bis 2020 auf 20 % zu erhöhen und damit zu verdreifachen, bedeutet für alle EU-Mitgliedstaaten, massiv ihre erneuerbaren Energien auch im Strombereich auszubauen. Dies wird nicht nur, aber insbesondere mit einem Zubau von Windenergieanlagen geschehen.

Zusätzlich dürfte sich die Bewertung der erneuerbaren Energien bezüglich der durch sie gesicherten Leistung bei einer großräumigen Betrachtung im europäischen Binnenmarkt ändern. Es ist unwahrscheinlich, dass die Windenergie in Frankreich, Großbritannien, Polen und Skandinavien gleichzeitig mit der deutschen Windenergie keinen Strom liefern kann. Sind die Anlagen über ein starkes europäisches Netz miteinander ver-

bunden, werden die natürlichen Fluktuationen deutlich gemildert [22]. Neben dem regionalen Ausgleich der einzelnen fluktuierenden erneuerbaren Energien kommt bei einer großräumigen Betrachtung aber auch der Ausgleich zwischen den einzelnen erneuerbaren Energien deutlicher zur Geltung. Wenn im Sommer klimabedingt auch im sonst windigen Norden weniger Wind weht, liefern Solaranlagen im sonnigen Süden umso mehr Strom. Ferner kann die Wasserkraft Skandinaviens und der Alpenregion Strom liefern, wenn beispielsweise sowohl Wind als auch Sonne gerade zu schwach sind [23].

Der Leistungskredit von erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen

Ohne Wind stehen Windenergieanlagen still und ohne Sonne liefern Photovoltaikanlagen keinen Strom. Wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) produzieren keinen Strom, wenn die Wärme nicht nachgefragt wird. Daher tragen sie nach gängiger Systematik wenig zur gesicherten Leistung bei, ihr „Leistungskredit“ ist klein.

Zum einen können KWK-Anlagen so nachgerüstet werden, dass sie stromgeführt gefahren werden können. Sie können dann Strom produzieren, wenn er benötigt wird. Sie müssen dafür mit Wärmespeichern ausgestattet werden. Dann lässt sich Wärme produzieren, wenn Strom nachgefragt wird, und Wärme verbrauchen, wenn Wärmebedarf besteht.

Zum anderen muss bei steigenden Anteilen der erneuerbaren Energien berücksichtigt werden, dass sich die jeweiligen erneuerbaren Energien nicht nur überregional ausgleichen, sondern auch untereinander. Um festzustellen, wie viel konventionelle Kraftwerke zur Sicherung der Stromversorgung neben den erneuerbaren Energien tatsächlich noch notwendig sind, dürften daher Simulationen notwendig sein, die möglichst viertelstündlich Stromnachfrage und Angebot der verschiedenen erneuerbaren Energien abgleichen. Nur so wird erkennbar, wann wie viele zusätzliche fossile Kapazitäten tatsächlich noch fehlen [22]. In solche Simulationen sollten die Möglichkeiten von Speichern und des Lastmanagements mit einbezogen werden, inklusive Elektromobilität und ggf. der Wasserstoffproduktion.

Neue Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Bei Verwendung des oben dargestellten traditionellen Ansatzes kommen verschiedene Studien und Papiere, wie oben erwähnt,

zum Ergebnis, dass bis 2020 nicht mit einer Stromlücke zu rechnen ist. Allerdings werden zwischen 2020 und 2023 laut Atomausstiegsgesetz noch AKW mit einer Leistung von rund 4,5 GW stillgelegt. Darüber hinaus bestehen im deutschen Kraftwerkspark auch nach 2020 noch fossile Kraftwerke, die aus Altersgründen bei entsprechenden ökonomischen Rahmenbedingungen stillgelegt werden. Damit stellt sich zumindest für die Zeit nach 2020 die Frage, ob und ggf. inwiefern bei einem Festhalten am Atomausstieg neben den im Bau befindlichen weitere neue fossile Kraftwerke nötig sind, um die deutsche Stromversorgung zu sichern.

Aus den o. g. Gründen folgt, dass es bei der Verwendung des traditionellen Ansatzes zu Überkapazitäten im Kraftwerkspark kommen kann. Es bestünde die Gefahr, dass neue Kraftwerke mit nur sehr geringen Volllaststunden gefahren werden müssten und sie sich daher ökonomisch nicht rechnen. So werden im Szenario „Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke“ des Energiegipfelprozesses Steinkohlekraftwerke im Jahr 2020 nur noch mit 2 751 Volllaststunden gefahren, während es 2005 4 561 Volllaststunden waren und im Szenario „Koalitionsvereinbarung“ 3 609 [24]. Insbesondere neue fossile Kondensationskraftwerke wären andererseits auch ein Hemmnis beim weiteren Umbau der Energiewirtschaft hin zu mehr Effizienz und mehr erneuerbaren Energien und drohen, den energiewirtschaftlichen Status Quo festzuschreiben. Dies würde vermieden, wenn man vom traditionellen Ansatz abweicht. So könnten bislang für notwendig erachtete, volkswirtschaftlich aber ggf. ineffiziente Überkapazitäten und ggf. stranded investments verringert werden.

Was also ist zu tun, falls nach traditionellem Ansatz eine Stromlücke drohen könnte, die Laufzeitverlängerung der AKW aber aus den bekannten Gründen wie Sicherheitsrisiken, ungelöste Endlagerfrage, Gefahr der Proliferation und gestiegenen Terrorrisiken ausscheidet und aus Klimaschutzgründen der Bau von neuen fossilen Kraftwerken begrenzt sein muss?

Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes

Wichtiger zentraler Baustein einer sicheren, effizienten und in steigendem Maße auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung ist ein deutlich ausgebautes und verstärktes Stromnetz innerhalb Deutschlands und der Aufbau eines leistungsstarken europäischen Stromverbundes. Dieser muss verlustarm Strom über weite Strecken trans-

portieren können, um den regionalen Ausgleich von Wind- und Solarkraftwerken in Verbindung mit bestehenden und ggf. neuen Wasserkraftkapazitäten z. B. in Skandinavien sinnvoll nutzen zu können. An diesem Ausbau wird bereits gearbeitet, die Europäische Kommission hat sie in ihre Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (TEN-Leitlinien) aufgenommen [25]. Mit einem solchen Aus- und Aufbau des Stromnetzes erhöht sich die gesicherte Leistung, die den erneuerbaren Energien zugeschrieben werden kann – sie ersetzen somit stärker als bislang auch Kraftwerkskapazitäten, nicht nur die Stromproduktion [22].

Zukünftiger Bedarf an Grundlastkraftwerken

Zur Sicherung der Stromversorgung ist nicht entscheidend, wie viele Kraftwerke immer Strom produzieren, sondern wie viele Kraftwerke jederzeit sicher Strom produzieren können – und wie viele davon relativ kurzfristig in der Lage sind, ihre Leistung erhöhen oder absenken zu können. Die Stromnachfrage in Deutschland schwankt derzeit zwischen gut 40 und knapp 80 GW. Für das Jahr 2020 wird im Leitszenario der Leitstudie 2008 von rund 56 GW Wind- und Solaranlagen in Deutschland ausgegangen. Es dürfte also in steigendem Maße vorkommen, dass gute Wind- und Sonnenverhältnisse dafür sorgen, dass allein daraus der aktuelle Strombedarf annähernd vollständig abgedeckt werden kann. Zu dieser witterungsbedingt schwankenden Leistung kommen im gleichen Jahr allerdings noch 29 GW installierte Leistung von Kraftwerken, die nur sehr eingeschränkt entsprechend dem schwankenden Anteil von Wind und Sonne geregelt werden können: Wasserkraftanlagen (rund 5 GW), die restlichen AKW (gut 4 GW) sowie Braunkohlekraftwerke (knapp 20 GW) [9, 14].

Schon in gut zehn Jahren werden also zunehmend Situationen auftreten, in denen Kraftwerke, die nicht relativ kurzfristig herunter- und wieder hochgefahren werden können, zu einem Problem für das Stromsystem werden können. Natürlich können auch Wind- und Solaranlagen abgeregelt werden. Allerdings geht dann deren Stromangebot ersatzlos verloren, obwohl er nahezu kostenlos geliefert werden könnte, da kaum variable Kosten anfallen. Ferner entfallen die entsprechenden CO₂-Einsparungen ersatzlos. Volkswirtschaftlich sinnvoll wäre das nicht.

Dies bedeutet, dass der komplette Kraftwerkspark in naher Zukunft deutlich flexibler und regelbarer sein muss als heute.

Typische Grundlastkraftwerke sind hier eher ungeeignet. Sowohl fossile Kraftwerke inklusive KWK-Anlagen als auch EE-Anlagen wie z. B. Biomasseanlagen müssen zukünftig in der Lage sein, flexibel reagieren zu können. Können sie entsprechend des Strombedarfes gesteuert werden, tragen sie mehr zur Stromversorgungssicherheit bei als heute. Insbesondere hocheffiziente Gas-GuD-Kraftwerke können hier kurz- und mittelfristig eine wichtige Rolle spielen.

Stromgeführte KWK mit Wärmespeicher

Anders als in Dänemark werden KWK-Anlagen in Deutschland fast ausschließlich wärmegeführt gefahren. Damit können sie nur sehr eingeschränkt als gesicherte Leistung angesehen werden. In Dänemark dagegen sind in den vergangenen 20 Jahren aufgrund der bis zum Jahr 2000 auf knapp 20 % [26] stark gestiegenen Windstromeinspeisung zahlreiche KWK-Anlagen mit Wärmespeichern nachgerüstet worden. Sie können jetzt stromgeführt gefahren werden und speichern die Wärme, bis sie benötigt wird [27]. So ausgestattete KWK-Anlagen können deutlich besser gesicherte Leistung bereitstellen. Dies ist für Deutschland auch vor dem Hintergrund des KWK-Ausbauziels der Bundesregierung von 25 % bis 2020 – eine Verdopplung gegenüber heute – von großer Bedeutung. Um mittel- bis langfristig volkswirtschaftlich Kosten zu sparen wäre es sinnvoll, wenn KWK-Neubauten schon heute entsprechend ausgestattet würden, um teurere Nachrüstungen zu vermeiden.

Design von Biomasseanlagen

Der Ausbau von Biomasseanlagen, der in den vergangenen Jahren zügig voranschritt, soll unter Beachtung von Nachhaltigkeitskriterien fortgeführt werden. Für diesen Ausbau ist insbesondere das EEG der Motor. Darin ist eine feste Einspeisevergütung geregelt, die unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung vom Netzbetreiber gezahlt werden muss. Damit wurde und wird der Anreiz gesetzt, Biomasseanlagen zu bauen, die die installierte Leistung möglichst vollständig ausnutzen. Sie werden entsprechend mit dem Ziel gefahren, möglichst hohe Volllaststundenzahlen zu erreichen und verfügen über keine Biomassespeicher. Sie sind quasi Grundlastkraftwerke. Die KWK-Biomasseanlagen haben derzeit – ähnlich wie konventionelle KWK-Anlagen – keinen Anreiz, stromgeführt zu arbeiten und entsprechend einen Wärmespeicher vorzuhalten. So tragen sie nur eingeschränkt zur gesicherten Leistung bei und können auch zu Zeiten, wenn ein hoher Bedarf an Stromeinspeisungen

besteht, nur mit der dauerhaft genutzten Leistung einspeisen.

Zukünftig wäre es sinnvoller, wenn Biomasseanlagen – bei gleicher gesamter Stromproduktion – dann besonders viel Strom einspeisen könnten, wenn der Bedarf besteht. Damit würden sich die Volllaststunden der Anlagen verringern, die Kapazität der Biomasseanlagen müsste aufgestockt und Biomassespeicher vorgesehen bzw. nachgerüstet werden. Die gesicherten Kapazitäten der Biomasseanlagen würden erhöht. Da bei der Stromproduktion aus Biomasse die Verfügbarkeit von Biomasse (im Ggs. zu Wind- oder Solaranlagen) limitierend ist und der Rohstoff Biomasse teuer, eignen sich mittel- bis langfristig Biomasseanlagen ohnehin nur in Ausnahmen zur Grundlastdeckung. Entsprechende Anreize kann und sollte die Politik setzen. Eine Grundlage ist im neuen EEG 2009 durch die Verordnungsermächtigung zur Integration von EEG-Strom gegeben [19].

Lastmanagement

Lastmanagement kann die maximal nachgefragte Leistung reduzieren und möglichen Engpassituationen bei geringem Stromangebot entgegenwirken. Schon heute wird es in der Praxis und in Demonstrationsprojekten angewandt. Bei Stromknappheit verschieben große Stromverbraucher ihren Stromverbrauch um eine vereinbarte Zeit und bekommen dafür eine Entschädigung. Damit kann dieser Stromverbrauch von den Lastspitzen in Richtung Lasttäler verschoben und das Stromsystem entlastet werden.

Allerdings sind noch längst nicht alle Potenziale des Lastmanagements ausgeschöpft. Durch die geplante Einführung von „intelligenten Stromzählern“, die dem Stromverbraucher z. B. übermitteln, wie hoch der Strompreis aktuell ist, kann – verbunden mit den heutigen IT-Möglichkeiten – Lastmanagement für deutlich mehr und auch kleinere Stromverbraucher wirtschaftlich interessant werden. Sogar für private Haushalte dürfte Lastmanagement mittelfristig eine wirtschaftliche Option darstellen. Bei einem entsprechenden Management kann möglicherweise auch die Elektromobilität einen wichtigen Beitrag leisten. Wird somit Lastmanagement in relevanten Größenordnungen eingesetzt, kann entsprechend auf gesicherte Leistung in Form von Kraftwerken verzichtet werden [28].

Speicherkapazitäten

Vielfach wird festgestellt, dass mit zunehmendem Anteil aus fluktuierenden Quellen

wie Wind- und Solarenergie neben bestehenden Wasserkraftanlagen, Biomasse speichern und Wärmespeichern an KWK-Anlagen weitere physische Speicherkapazitäten für Strom notwendig werden. Je nachdem, ob kurzfristig Strom zur Ausregelung von Prognosefehlern benötigt wird oder längerfristig Ausgleichsstrom, um eine längere Windflaute zu überbrücken, kommen dabei unterschiedliche Speicherarten in Frage. Insbesondere für die Langfristspeicherung von Strom besteht noch erheblicher Forschungsbedarf, um Effizienzverluste und Kosten zu senken.

Wie hoch die zusätzlich notwendigen Speicherkapazitäten tatsächlich sind, hängt entscheidend davon ab, wie erfolgreich die anderen Maßnahmen zur Integration von konventionellem Stromsystem und erneuerbaren Energien verlaufen [29]. Je besser diese Integration gelingt, desto geringer ist die notwendige, derzeit noch kostenträchtige und teilweise verlustreiche Stromspeicherung.

Kombikraftwerke/virtuelle Kraftwerke

Die Zusammenführung von verschiedenen EE-Anlagen wie Wind-, Biomasse- und Solaranlagen verbunden mit Lastmanagement und Speichern wird bereits seitens der Bundesregierung z. B. durch das E-Energy Forschungsprogramm von BMWi und BMU gefördert. Hier wird auch untersucht, inwieweit die zukünftig zu erwartenden Elektrofahrzeuge helfen können, die Schwankungen der Wind- und Solarstromspeisung auszugleichen. Mittel- bis langfristig kann möglicherweise zusätzlich auch die Wasserstoffproduktion im stationären Bereich, als Alternative zu konventionellen Kraftstoffen in spezifischen Bereichen des Verkehrs oder als Speicheroption eine wichtige Rolle spielen [30].

Die Zusammenführung von EE-Anlagen in Verbindung mit Lastmanagement und Speichern in „virtuellen“ oder „Kombikraftwerken“ verleiht den erneuerbaren Energien Kraftwerkeigenschaften, die denen von konventionellen Mittellastkraftwerken gleichen. In einer solchen Kombination sind auch Wind- und Solaranlagen in der Lage, gesicherte Leistung zur Verfügung zu stellen. Solche Kombikraftwerke sind mittel- bis langfristig notwendig, wenn die erneuerbaren Energien konventionelle Kraftwerke in immer stärkerem Maße ersetzen sollen – und nicht nur deren Stromproduktion. Deren Entwicklung und die Bildung von entsprechendem Know-how muss frühzeitig angereizt werden, damit die Industrie in der Lage ist, EE-Kombikraftwerke zu erstellen

und zu betreiben, wenn der Bedarf tatsächlich besteht [31].

Schlussfolgerungen

Verschiedene Studien und der Monitoring-Bericht 2008 des BMWi haben gezeigt, dass die Stromversorgung nach heutigem Ermessen auch im Jahr 2020 durch Erzeugungskapazitäten in Deutschland sicher gedeckt werden kann. Dies gilt auch, wenn entsprechend des Atomausstiegsgesetzes bis etwa 2023 das letzte deutsche Atomkraftwerk vom Netz genommen wird.

Allerdings bestehen verschiedene Unsicherheiten in der Prognose über die zukünftige Versorgungssicherheit. So lässt sich nicht sicher vorhersagen, wie viele Kraftwerke bis 2020 tatsächlich stillgelegt werden, wie sich der Stromverbrauch und damit die maximale Nachfrage entwickeln werden und wie schnell der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich stattfindet. Diese Punkte haben entscheidenden Einfluss darauf, ob der Kraftwerkspark im Jahr 2020 für eine sichere inländische Versorgung ausreicht oder nicht.

Derzeit wird durch die UCTE für Europa empfohlen, dass jedes Land in der Lage sein sollte, seine maximale Last zu jeder Zeit mit inländischen Kraftwerken zu decken. Dieser traditionelle Ansatz wird vom Bundeswirtschaftsministerium im regelmäßig erstellten Monitoring-Bericht und anderen Studien und Papieren verfolgt. Er sollte aber anhand der Entwicklung und der Ziele des europäischen Binnenmarktes hinterfragt werden. Mit dem Zusammenwachsen der europäischen Märkte – auch des Strommarktes – dürfte man sich schon heute darauf verlassen können, dass im Bedarfsfall sichergestellt ist, dass Strom aus den Nachbarländern importiert werden kann. Darüber hinaus dürften sich die erneuerbaren Energien und insbesondere Windenergieanlagen, deren Anteil in allen europäischen Staaten stark zunehmen wird, gegenseitig deutlich stärker ausgleichen als die heute überwiegend in Nord- und Ostdeutschland konzentrierten Windparks dies tun. Sind sie über ein leistungsfähiges überregionales Netz verbunden, tragen sie stärker zur Versorgungssicherheit bei als heute.

Fände auf Grundlage des o.g. traditionellen Ansatzes eine Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke oder ein zu starker Zubau insbesondere von großen fossilen Kondensationskraftwerken statt mit der Begründung, nur so könne die Versorgung gesichert werden, droht die Gefahr, dass volkswirtschaftlich teure Überkapazitäten

und damit ggf. stranded investments entstehen.

Wird von dem traditionellen Ansatz abgewichen, kommen andere Maßnahmen in Frage, die ebenfalls die Versorgung sichern können. Dies ist insbesondere die Verstärkung und der Ausbau des Stromnetzes auch und gerade über Deutschland hinaus. Damit können die bestehenden Speicherpotenziale der Wasserkraft genutzt und die Schwankungen insbesondere der Windenergieeinspeisung regional besser ausgeglichen werden.

Ferner muss der gesamte Kraftwerkspark bei steigenden Anteilen fluktuierender Stromerzeugung deutlich flexibler werden. Dies betrifft auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die mit Wärmespeichern versehen zukünftig stärker stromgeführt betrieben werden könnten und Biomasseanlagen, die nicht mehr wie heute als Grundlastkraftwerke ausgelegt und gefahren werden sollten, sondern als Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke mit höheren Kapazitäten und Biomasse- bzw. -gasspeichern. Gemeinsam mit Lastmanagement und Speichern können die verschiedenen erneuerbaren Energien in Zukunft „virtuelle“ oder „Kombikraftwerke“ bilden, die Eigenschaften von Mittellastkraftwerken haben und somit eine höhere gesicherte und regelbare Leistung zu Verfügung stellen können als heute.

Quellen/Literatur

- [1] Siehe hierzu auch Schneider, M.; Kastchiew, G.; Kromp, W.; Kuth, S.; Lochbaum, D.; Lyman, E.; Sailer, M.: *Residual Risk. An Account of Events in Nuclear Power Plants Since the Chernobyl Accident in 1986, May 2007*; und Spiegel online: *Chronik. Die Pannenserie des AKW-Betreibers Vattenfall*, 12.7.2007.
- [2] *Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.7.2000.*
- [3] *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren. Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15.7.1985 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29.8.2008 (BGBl. I S. 1793).*
- [4] Gupta, S.; Tirpak, D. A.; Burger, N.; Gupta, J.; Höhne, N.; Boncheva, A. I.; Kanoan, G. M.; Kolstadt, C.; Kruger, J. A.; Michaelowa, A.; Murase, S.; Pershing, J.; Saijo, T.; Sari, A.: *Policies, Instruments and Co-operative Arrangements*, in: Metz, B.; Davidson, O. R.; Bosch, P. r., Dave, R.; Meyer, L. A. (Hrsg.): *Climate Change 2007. Mitigation. Contribution of Working Group III to the IPCC Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY.
- [5] BMWi: *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, 2008.*

[6] BNA: Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn. Bericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, 2007.

[7] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Prognos: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 (inklusive Anhang 2 %-Variante), im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, Basel, Köln, 1.11.2007.

[8] EUtech Energie- und Management GmbH: Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland. Stellungnahme zur Dena-Kurzstudie „Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020“, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, 2008.

[9] Nitsch, J.; in Zusammenarbeit mit dem DLR: Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der „Ausbastrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart 2008. Siehe auch Nitsch, J.: Leitstudie 2008 - Deutschlands Weg in eine klimaverträgliche Energiezukunft, in: „et“, 58. Jg. (2008), Heft 11.

[10] Matthes, F. C.; Ziesing, H.-J. Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparcs und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung. Ein Diskussionsbeitrag, Berlin, 17.4.2008.

[11] Umweltbundesamt (Autorin: Loreck, C.): Atomausstieg und Versorgungssicherheit, Dessau, März 2008.

[12] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung und Energy Environment Forecast Analysis GmbH: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2007 - Berechnungen auf Basis des Wirkungsgradansatzes, im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Stand: September 2008.

[13] Umweltbundesamt: Stromsparen: weniger Kosten, weniger Kraftwerke, weniger CO₂. Fakten und Argumente für das Handeln auf Verbraucherseite, Dessau, August 2007; und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen: Endbericht im Auftrag der E.ON AG, Wuppertal, Mai 2006.

[14] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen, Berlin, 15.4.2008.

[15] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA) (Lindenberger, D. u. Hillebrand, B.): Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - BDEW - e. V., Berlin, 31.3.2008.

[16] BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung, Berlin, Stand: Juni 2008.

[17] Rede von Bundeskanzlerin Angela Merkel anlässlich des Neujahrsempfangs des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V. (BEE), 28.1.2009; Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE): Jahreszahlen 2008. Pressemitteilung 01/09, Berlin, 7.1.2009.

[18] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Prognos: Energiereport IV. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln,

Basel, März 2005; und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Prognos (siehe Fn. [7]).

[19] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009) amtliche Fassung vom 25.10.2008, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil 1 Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 31.10.2008.

[20] Darunter befanden sich rund 17 GW Windenergieanlagen und 2 GW Photovoltaikanlagen, die nur mit geringem Prozentsatz zur gesicherten Leistung gezählt werden; BMWi (siehe Fn. [5]).

[21] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3.4.2006, Berlin, März 2006; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung und Energy Environment Forecast Analysis GmbH (siehe Fn. [12]); siehe auch Frondel, M.; Schmidt, C.: Die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland: eine empirische Analyse, in: „et“, 58. Jg. (2008) Heft 4.

[22] BMWi (siehe Fn. [5]).

[23] Jäger, J.; Fuchs, J.; Schuster, K.: Zukunft der Windenergienutzung in Deutschland. Windenergie zwischen Ertragsoptimierung und Versorgungssicherheit, in: Energiewirtschaft, Jg. 107 (2008), Heft 25-26.

[24] Siehe dazu auch Czisch, G.: Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien, Dissertation, Kassel 2005.

[25] EWI und Prognos (siehe Fn. [7]). Im Szenario „Laufzeitverlängerung“ wird eine Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken unterstellt. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz sowie der Bruttostromverbrauch sind in diesem und dem Szenario „Koalitionsvereinbarung“ nahezu identisch. Siehe hierzu auch Pehnt, M.; Franke, B.; Hertle, H.; Kauertz, B.; Otter, P. (Institut für Energie- und Umweltforschung - ifeu); Groscurth, H. M.; Boßmann, T.; Karsten P. (Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik): Das Steinkohle-Kraftwerk Hamburg Moorburg und seine Alternativen, im Auftrag des Bund für Umwelt und Naturschutz, Heidelberg, Hamburg, November 2007; und Wiese, F.: Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf den Betrieb von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel, Diplomarbeit an der Universität Flensburg, 13.6.2008.

[26] Kommission der Europäischen Gemeinschaften (KOM): Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Vorrangiger Verbundplan, KOM(2006)846 endgültig, Brüssel, 10.1.2007.

[27] Bechberger, M.; Meyer, N. I.; Mez, L.; Sohre, A.: Die Entwicklung der Windenergie in Dänemark, Spanien und Großbritannien im Vergleich, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 31 (2007) Heft 3., S. 201-208.

[28] Sievers, J.; Stadler, I.; Schmid, J.: Analysis of CHP designs and boundary conditions in different European countries. EU-Desire-Project, University of Kassel, Kassel, 2005.

[29] Vgl. Luhmann, H.-J.; Merten, F.: Smart Metering als Chance für eine nachhaltige Energieversorgung und die Integration von Regenerativen in das Management zukunftsgerichteter Elektrizitätssysteme, in: Smart Mete-

ring in Deutschland: Materialienband zur VWEW-Fachtagung am 5. und 6.3.2007 in Deutschland, Berlin, VWEW-Verlag 2007, S. 63-68; und Warkentin, S.: Intelligentes Energiemanagement im Verteilnetz. Vortrag zu den Zwischenergebnissen eines Feldtests in Mannheim mit dem Energiebutler, Mannheim, Oktober 2008.

[30] Siehe auch BMU: Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems, Bericht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gemäß Auftrag im EEG-Erfahrungsbericht 2007, 2008.

[31] Brandenburgische Technische Universität Cottbus (CEBra - Centrum für Energietechnik Brandenburg; Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Prof. Dr.-Ing. H. Schwarz; Lehrstuhl Dezentrale Energiesystem und Speichertechnik, Prof. Dr.-Ing. R. Bitsch; Lehrstuhl Energiewirtschaft, Prof. Dr. rer. pol. W. Fichtner): Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg in Kooperation mit Vattenfall Europe Transmission GmbH, envia Verteilnetz GmbH, E.ON edis Netz GmbH, ENERTRAG AG und NAWARO BioEnergie AG, 2008; und Nitsch (siehe Fn. [9]).

[32] BMU (siehe Fn. [30]); siehe auch Niehörster, K.: Kontinuierlicher Windstrom auch bei Flaute. In: „et“, 58. Jg. (2008) Heft 6.

U. Büsgen, Referat KI III 1 Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der Erneuerbaren Energien, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin;
Uwe.Buesgen@bmu.bund.de
Prof. Dr. U. Leprich, Hochschule für Technik und Wirtschaft, Saarbrücken und Institut für Zukunftssysteme (IZES)
leprich@izes.de

Der Artikel gibt die persönliche Meinung der Autoren wieder.