

Energiewende: Was erwartet uns in der kommenden Legislaturperiode?

Knut Kübler

Im Vorfeld der Bundestagswahl am 22.9.2013 haben die Parteien ihre Vorschläge zur künftigen Energiepolitik vorgelegt. Sie dienen der Profilbildung und unterscheiden sich naturgemäß. Jenseits dieser unterschiedlichen Vorstellungen gibt es einige generelle Entwicklungslinien, die für jede Bundesregierung von Bedeutung sein werden. Dabei geht es um mehr Flexibilität beim Übergang zu dem langfristig angestrebten Energiesystem, eine wirksame Begrenzung des Anstiegs der Energiekosten, eine verstärkte und besser integrierte Forschungs-, Technologie- und Industriepolitik sowie neue Ansätze auf dem Gebiet der internationalen Zusammenarbeit.

Die von der Bundesregierung beschlossene, von der Opposition mitgetragene und von der großen Mehrheit der Gesellschaft unterstützte Energiewende kommt nur langsam voran. Das gilt selbst für den Umbau der Stromversorgung, auf den die Politik in den letzten Jahren alle Kraft konzentriert hat. Bei der für den Gesamterfolg des Projektes genau so wichtigen „Wende auf dem Wärmemarkt“ oder der „Mobilitätswende“ steht man – gemessen an den Versprechungen – ohnehin noch ganz am Anfang.

Was bedeutet diese Ausgangslage für die Energiepolitik der kommenden Bundesregierung? Auch wenn man heute nicht sagen kann, wie sich der Bundestag nach den Wahlen am 22.9.2013 zusammensetzen wird und auch prinzipiell offen ist, welche Parteien die Bundesregierung bilden werden, kann man doch zu einigen plausiblen Einschätzungen kommen. Davon soll hier die Rede sein.

Erste Reaktion: „Energiewende auf gutem Weg“

Beginnen wir mit dem, was relativ sicher ist. Der gefährlichste Augenblick einer Politik ist der, wo eine mit großen Hoffnungen begonnene Neuausrichtung sich nicht so umsetzen lässt, wie man es versprochen hat. In einer solchen Situation wächst das Risiko, dass die Bürger an radikale Lösungsansätze denken, andere Mehrheiten suchen oder sich in ihrer Enttäuschung neuen Themen zuwenden.

Einem solchen Risiko unterliegt die Energiepolitik in Deutschland, weil hier die Hoffnungen auf eine grundlegende Neuausrichtung so tief in der Gesellschaft verankert wurden, dass man sich jetzt nicht mehr



Im Rahmen der Energiewende darf im Eifer der vielen politischen Opportunitätsabwägungen die „Bewahrung der Handlungsfähigkeit“ nicht völlig vergessen werden Foto: alphspirit | Fotolia

ohne Weiteres von den Versprechungen lösen kann. Keine Bundesregierung, wer auch immer sie stellt, wird es wagen, sich von dem „Projekt Energiewende“ zu verabschieden. Im Gegenteil, man kann erwarten, dass die neue Bundesregierung schon ganz am Anfang der Legislaturperiode versuchen wird, die ja bereits im Keim vorhandenen Zweifel an einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende zu ersticken.

Die wahrscheinlichste Hypothese ist, dass die Regierungsparteien die Energiewende erneut als „große Gemeinschaftsaufgabe“ und Chance für Deutschland herausstellen, die aufgetretenen Probleme klein reden, das Energiekonzept bestätigen und schließlich –

um „Initiative“ zu zeigen – einige institutionelle bzw. organisatorische Veränderungen vornehmen werden (Energieministerium?). Die Botschaft an alle soll lauten: „Die Generalstrategie ist richtig, wir sind auf gutem Weg, im Detail sind neue Akzente notwendig, Maßnahmen werden zügig auf den Weg gebracht“.

Eine solche Reaktion entspricht dem traditionellen Politikmuster. Sie wird bei manchen Beobachtern Skepsis auslösen. Sie bietet aber auch Vorteile. Man gewinnt Zeit, um noch einmal in systematischer Weise über die Notwendigkeiten, praktischen Möglichkeiten und Grenzen des Umbaus der Energieversorgung in Deutschland nachzudenken.

Energiekonzept ist ein Konzept der Kompromisse

So sicher man den ersten Schritt der neuen Bundesregierung in der Energiepolitik prognostizieren kann, so schwer ist es vorherzusagen, wie es zukünftig weitergehen wird. Wer hier nach einer Antwort sucht, tut gut daran, sich noch einmal an die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung der letzten Jahre zu erinnern.

Wie war das doch noch? Am 28.9.2010 legte die Bundesregierung ihr Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vor. Vereinfacht und zugespitzt kann man sagen, dass der eigentliche politische Punkt des Energiekonzeptes die Kernenergie war. Damals wurde die Kernenergie als Brückentechnologie herausgestellt, auf die Deutschland nicht verzichten könne. Und als logische Konsequenz dieser Bewertung wurde die Laufzeit der seinerzeit 17 am Netz befindlichen Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre verlängert.

Diese Laufzeitverlängerung war eine Entscheidung, die nicht nur von der Opposition und der Mehrheit der Bürger abgelehnt wurde, sondern auch innerhalb der Bundesregierung umstritten war. Es ist diese spezifische Konstellation, die man vor Augen haben muss, um zu verstehen, warum die Bundesregierung in ihrer ordnungspolitischen Ausrichtung und auf Einzelfeldern, vor allem bei den erneuerbaren Energien und bei dem Thema Energieeffizienz, weitreichende Zugeständnisse gemacht hat. Das Energiekonzept ist ein Konzept der Kompromisse.

Nun wissen wir heute, dass der Kernenergiestrategie des Energiekonzeptes kein langes Leben beschieden war. Am 11.3.2011 bebte in Japan die Erde. Die Folge war eine Reihe von katastrophalen Unfällen an den Nuklearanlagen in Fukushima. Und das wiederum führte im Kontext der Landtagswahlen in Baden-Württemberg am 27.3.2011 zu einer Neubewertung der Kernenergie. Am 6.6.2011 entschied das Bundeskabinett, die gerade politisch mühsam durchgesetzte Laufzeitverlängerung zurückzuziehen und nun genau das Gegenteil zu tun, nämlich möglichst rasch auf die Kernenergie zu

verzichten und das letzte Kernkraftwerk in Deutschland im Jahr 2022 vom Netz zu nehmen.

Man macht vermutlich keinen Fehler, wenn man sagt, dass die politische Festlegung auf ein Ausstiegsdatum aus der Kernenergie der wichtigste Beschluss in der Energiepolitik Deutschlands der letzten Jahrzehnte war. Dadurch wurde nämlich der Streitpunkt beseitigt, der die Gesellschaft seit den Kontroversen um das Kernkraftwerk Wyhl in 1975 gespalten und insofern auch immer wieder das Kalkül der um die Mehrheit ringenden Parteien bewegt und bestimmt hat.

Beim Energiekonzept hat die Kernenergie noch eine Rolle gespielt und Kompromisse erzwungen. Heute spielt das Für und Wider um die Kernenergie keine Rolle mehr (sieht man von der Klärung der Endlagerfrage ab). Logischerweise sind auch die – in falscher Hoffnung eingegangenen – Kompromisse der Vergangenheit weniger wert als damals. So gesehen hat die Energiepolitik der Bundesregierung in der kommenden Legislaturperiode die Chance, wieder zu einer gewissen Souveränität zurückzufinden und ihre Gestaltungs- und Optimierungsspielräume zu erweitern.

Was das bei den Detailfragen, etwa bei der Anpassung der Förderpolitik der erneuerbaren Energien, der künftigen Strommarktordnung oder beim Netzausbau bedeuten wird, ist schwer zu sagen. Bei diesen Themen geht es ja in besonderer Weise um Macht, Klientelbindung und Geld. Insofern werden die hier zu treffenden Entscheidungen sehr davon abhängen, welche Parteien die Regierung nach den Wahlen bilden werden und auf welche Kompromisse man sich in dem Koalitionsvertrag verständigen kann. Interessanterweise gibt es aber unabhängig davon einige generelle Entwicklungslinien, die für jede neue Bundesregierung von Bedeutung sein werden.

Mehr Flexibilität beim Übergang zu einem neuen Energiesystem

Das Energiekonzept war der Versuch, den Weg Deutschlands in die Energiezukunft bis zum Jahr 2050 durch 30 quantitative Ziele bis ins Detail festzulegen. Mittlerweile wird mehr und mehr verstanden, dass ein

so detailliertes Zielsystem nicht ohne Widersprüche sein kann [1]. Es hat sich auch herumgesprochen, dass viele Ziele des Energiekonzeptes wenig mit der Realität zu tun haben. Ein besonders eindrucksvolles Beispiel für „übersteigerten politischen Optimismus“ ist etwa die Vorgabe der Bundesregierung, dass im Jahr 2020 auf Deutschlands Straßen 1 Mio. Elektrofahrzeuge fahren sollen (zur Orientierung: Ende 2012 betrug der Bestand an zugelassenen Elektrofahrzeugen 15 108, von denen rd. ein Drittel elektrisch betriebene Krafträder sind).

Würde die neue Bundesregierung Anfang 2014 an allen Zielen des Energiekonzeptes festhalten, müsste man das als Angriff auf den gesunden Menschenverstand deuten. Dazu wird es nicht kommen. Wahrscheinlicher ist es, dass die Politik viele der Zwischenziele des Energiekonzeptes auf dem Weg zum Jahr 2050 ohne viele Worte zur Seite legen wird.

Winston Churchill hat einmal gesagt „Ein guter Politiker braucht vor allem zwei Eigenschaften: Erstens, er muss anspruchsvolle Ziele setzen können; zweitens, er muss hinterher plausibel erklären können, warum die Ziele nicht erreicht werden können“.

Mit der Vorlage des Energiekonzeptes im Jahre 2010 hat die Bundesregierung die erste Vorgabe Churchills eindrucksvoll erfüllt. In der kommenden Legislaturperiode wird es darum gehen zu demonstrieren, dass man auch die zweite Rolle beherrscht. Hier spielt die aktuelle gesamtwirtschaftliche Entwicklung der neuen Bundesregierung in die Hände. Staatsverschuldung, Finanzkrise und die Wachstumsschwäche in Europa wird die Politik als plausible und überzeugende Gründe nutzen können, um beim Übergang zum Zeitalter von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien mehr Flexibilität in Anspruch zu nehmen.

Begrenzung der Energiekostenbelastung

Es ist nicht schwer vorherzusagen, dass in der kommenden Legislaturperiode die Begrenzung der Energiekosten ganz oben auf der politischen Agenda stehen wird. Die Debatte dazu hat bereits begonnen, wie die Stichworte „Strompreisbremse“ oder „Miet-

preisbremse“ belegen. Eine Begrenzung der Energiekosten ist wichtig für den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Von ihrer Wettbewerbsfähigkeit hängen Wachstum und Beschäftigung ab. Zugleich ist an sie indirekt auch die Stabilität der öffentlichen Finanzen gebunden. Ihre Stabilität ist wiederum die entscheidende Voraussetzung für den Erhalt unserer Sozialsysteme. Es ist eine alte Erfahrung, dass auf diesem Feld Wahlen gewonnen und verloren werden. Deshalb ist es auch nicht verwunderlich, wenn Regierungen hier immer besonders sensibel reagieren.

Genauso wichtig ist eine Begrenzung der Energiekosten aber auch, um die Akzeptanz der Verbraucher bei der Umsetzung der Energiewende sicherzustellen. Eine breite Akzeptanz wird nur möglich sein, wenn die Bürger davon überzeugt sind, dass der Staat alles getan hat und weiter tun wird, um die Kosten der Energiewende so gering wie möglich zu halten. Es ist nun einmal eine Tatsache, dass der Geldbeutel der empfindlichste Körperteil des Menschen ist.

Konsequenterweise wird sich der Blick der Politik künftig weniger darauf richten, wo wir langfristig hin wollen (das ist durch die quantitativen Vorgaben für das Jahr 2050 festgelegt und an denen wird man nicht rütteln), sondern sehr viel stärker darauf, was wir heute haben. Im Kern wird es darum gehen, eine Strategie zu entwickeln, die darauf abstellt, die vorhandenen und funktionsfähigen Elemente unseres Energieversorgungssystems länger als bisher geplant zu nutzen, ohne dabei die Anreize für die langfristig notwendigen Veränderungen zu mindern.

Dieser Optimierungsgedanke bezieht sich auf die gesamte energiewirtschaftliche Infrastruktur von der Energiegewinnung über die verschiedenen Stufen der Energieumwandlung (insbesondere den Kraftwerkspark) bis zur Energienutzung beim Endverbraucher. Es gibt eine ganze Reihe von pragmatischen und unter dem Aspekt der Verhältnismäßigkeit vertretbaren Lösungen, mit denen Deutschland viel Geld sparen kann. Man sollte nicht vergessen, dass es neben der Energiewende auch noch andere Herausforderungen gibt, die es zu bewältigen gilt.

Forschungs-, Technologie- und Industriepolitik

Mehr und mehr wird verstanden, dass real steigende Energiepreise nicht nur eine Konsequenz der Energiewende sind, sondern geradezu die Voraussetzung für deren Erfolg. Wie anders ist es vorstellbar, in einer wachsenden Wirtschaft bis 2050 den Primärenergieverbrauch in Deutschland zu halbieren? Das aber ist das Kernziel des Energiekonzepts, von dem alle anderen Ziele, etwa zum Ausbau der erneuerbaren Energien oder zum Klimaschutz, abhängen. Niemand wird in teure Energieeinsparstechnologien und aufwendige Umstrukturierungsmaßnahmen investieren, wenn er die Erwartung hat, dass die Energiepreise nur leicht steigen, geschweige denn auf dem heutigen Niveau verharren.

Um aber in einer Welt real kräftig steigender Energiepreise die Energieausgaben für Wirtschaft und Verbraucher erträglich zu halten, braucht es Innovation, Strukturwandel und den Einsatz neuer Technologien. Das läuft zunächst auf eine weiter verstärkte Unterstützung von Forschung und Entwicklung moderner Energietechnologien hinaus. Damit allein ist es aber nicht getan. Wichtig ist, dass diese neuen Technologien sich auch auf dem Markt behaupten können. So geht es um mehr als gezielte Hilfestellungen für Branchen und Unternehmen, die sich auf den Feldern von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien engagieren.

Für den Erfolg der Energiewende wichtig ist ja eine umfassende Modernisierung der gesamten Volkswirtschaft. Dringlich ist daher auch eine entsprechende Flankierung der Anpassungsprozesse in der energieintensiven Grundstoffindustrie, in der Automobilindustrie, in anderen Industriezweigen sowie vor allem auch in der Kohle-, Mineralöl und Gaswirtschaft.

Hier eröffnet sich ein grundlegend neues und weites Politikfeld, das in Deutschland bisher wenig gepflegt wurde (sieht man von den Erfahrungen in der DDR ab). Es ist offensichtlich, dass man dazu ein neues strategisches Konzept mit einer Vielzahl unterschiedlicher, auf die jeweiligen Bereiche zugeschnittener Programme haben muss. Diese „Programmpolitik“ ist der Preis, den

man zahlen muss, um die Energiewende auf den Märkten durchzudrücken. Der Aufbau einer voll funktionsfähigen „Programmpolitik“ wird sicher einige Zeit in Anspruch nehmen. Vorteilhaft ist aber, dass die institutionellen Grundstrukturen in Form von Plattformen, Steuerungs- und Lenkungs-kreisen in vielen Fällen bereits vorhanden sind [2].

Jetzt benötigt man nur noch Mitarbeiter mit spezifischen Technologie- und Branchenkenntnissen, die es bisher in der Bundesverwaltung kaum gibt. Interessanterweise wären die Stellen dazu schon da. Man muss wissen, dass sich die Zahl der im BMWi und BMU mit energiepolitischen Fragen befassten Mitarbeiter von 1990 bis heute mehr als verdoppelt hat (die Zahl der Mitarbeiter – einschließlich Abordnungen und externen Mitarbeitern – betrug Ende 2012 nahezu 370 Personen; BMWi: 159; BMU: 208).

Internationale Ausrichtung

Die Bundesregierung hat die Energiewende oft als Modell herausgestellt, das anderen Ländern als Vorbild und Orientierung dienen soll. Man verknüpfte die Energiewende mit der Botschaft: „Deutschland geht voran und zeigt der Staatengemeinde, dass es für ein hoch entwickeltes Industrieland möglich und vorteilhaft ist, seine Energieversorgung auf erneuerbare Energien umzustellen“.

Zuweilen wurde dieses Argument auch noch zu einem Appell an die Verantwortlichen in Deutschland weiterentwickelt. Man müsse jetzt alles tun, um die Energiewende zum Erfolg zu führen, denn wenn Deutschland scheitere, dann scheitere die globale Energiewende. Gesagt wird, wenn es selbst ein Land wie Deutschland nicht schaffe, umzusteuern, werden sich viele Länder wieder von dem Ziel einer raschen und durchgreifenden Umstellung auf erneuerbare Energien abwenden. Die negativen Konsequenzen für Umwelt und Klima wären offensichtlich.

Zwei Jahre nach den Beschlüssen zur Energiewende besteht die Möglichkeit, die Vorreiterrolle Deutschlands in der Energiepolitik zu überprüfen. Dabei zeigt sich, dass viele Länder die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland mit großem

Interesse verfolgen, aber bis heute kein Land der Welt bereit ist, einen mit Deutschland vergleichbaren ambitionierten Kurs in der Energiepolitik einzuschlagen. Und so scheint sich in der Energiepolitik das zu wiederholen, was wir schon aus der internationalen Klimaschutzpolitik kennen: Eine Vorreiterrolle Deutschlands beeindruckt offensichtlich nur wenige. In der Klimaschutzpolitik hatte die Bundesregierung ja immer wieder durch ambitionierte Ziele und eigenes beispielhaftes Handeln versucht, andere Staaten für mehr Engagement beim weltweiten Klimaschutz zu bewegen [3].

Eine realistische Betrachtung belegt, dass die Erfolge dieser Politik begrenzt waren, zumindest wenn man bereit ist, nicht die Zahl der Klimakonferenzen oder Hochglanzbroschüren sondern die für die Entwicklung des Klimas entscheidenden Zahlen als Maßstab zu nehmen. Von 1990 bis 2011 hat Deutschland seine energiebedingten CO₂-Emissionen um 228 Mt (- 22 %) vermindert. Das wird zu Recht als beachtliche Leistung eingestuft. Wie aber steht dieser Erfolg zu den globalen Entwicklungen? Im gleichen Zeitraum stiegen die weltweiten Emissionen um 11 446 Mt (+ 51 %) [4].

Mit Blick auf die Zukunft muss man sich zudem immer den schwindenden Einfluss Deutschlands vor Augen halten, durch nationale Maßnahmen Einfluss auf das glo-

bale Klimageschehen zu nehmen. 1990 lag Deutschlands Anteil an den weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen bei 4,6 %, heute liegt dieser Wert bei 2,4 %. Dieser Anteil wird durch den ungebremsten Anstieg der Emissionen in Ländern wie China und Indien rasch weiter absinken.

Das alles lässt erwarten, dass die neue Bundesregierung die internationale Zusammenarbeit auf energie- und klimapolitischem Gebiet verstärken wird, zuerst und vor allem mit den Ländern in Europa. Im Kern wird es darum gehen, die Umsetzung der Energiewende durch ein abgestimmtes Vorgehen möglichst vieler Länder abzusichern. Ansonsten läuft Deutschland Gefahr, seine Energiepolitik abgeschottet von den globalen Trends zu entwickeln und mehr und mehr ins Abseits zu geraten.

Handlungsfähigkeit bewahren!

Bisher wurde darüber berichtet, was man von der Bundesregierung in der kommenden Legislaturperiode in der Energiepolitik zu erwarten hat. Zum Schluss soll noch die Rede davon sein, was man erwarten sollte oder sogar müsste.

Gemeint ist die Einstellung der Politik zur Zukunft. So sicher wie man den Lauf der Sterne voraussagen kann, so sicher kann man sagen, dass sich die Rahmendaten für

Wirtschaft, Gesellschaft und Politik in den kommenden 40 Jahren immer wieder verändern werden. Das erfordert ständige Anpassungsprozesse.

Insofern ist die Fähigkeit „immer handlungsfähig zu sein“ eine eigenständige Aufgabe in der Energiepolitik. Manche meinen sogar, es wäre eine der wichtigsten Aufgaben. Davon steht nichts im Energiekonzept und auch nichts in den Wahlkampfbroschüren der Parteien. Vielleicht muss ja auch nicht alles aufgeschrieben werden. Wichtig ist nur, dass die „Bewahrung der Handlungsfähigkeit“ im Eifer der vielen politischen Opportunitätsabwägungen nicht völlig vergessen wird.

Anmerkungen

[1] Kübler, K.: Energiekonzept, Mathematik und zweifelhafte Erwartungen. In: „et“, 63. Jg. (2013) Heft 1/2, S. 73-78.

[2] Bspw. sei auf die im BMWi und BMU angesiedelten Plattformen „Zukunftsfähige Energienetze“ und „Erneuerbare Energien“ oder das „Kraftwerksforum“ hingewiesen.

[3] Kübler, K.: 15 Jahre Klimaschutzpolitik in Deutschland: Eine Bilanz. In: „et“, 56. Jg. (2006) Heft 1/2, S. 78-81.

[4] BMWi: Zahlen und Fakten, Energiedaten. Berlin, Mai 2013, Tab. 12.

Dr. K. Kübler, Rheinbach
kmkue@web.de

Die „et“-Jahrgangs-CD 2012

Alle Beiträge der 11 Ausgaben der Zeitschrift „et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ liegen auf der CD im PDF-Format vor. Über die Inhaltsverzeichnisse der Einzelausgaben erhalten Sie Zugang zu den einzelnen Beiträgen, die Sie am Monitor lesen oder auch ausdrucken können. Da alle Beiträge vorindiziert wur-

den, können Sie auch über eine Volltextrecherche schnell nach einzelnen Begriffen, Autoren etc. suchen lassen. Das System zeigt Ihnen alle Fundstellen und leitet Sie per Klick direkt zum gesuchten Beitrag.



- alle Seiten
- alle Artikel
- alle Berichte
- alle Kommentare
- alle Interviews


Bestellschrift:

Bitte liefern Sie ___ Exemplare

et-Jahres-CD 2012

je 69,50 € (+ Porto)

Faxen oder per Post an:

etv  etv Energiewirtschaft und Technik
Verlagsgesellschaft mbH
Postfach 18 53 54
D - 45203 Essen, Fax 0 20 54/95 32-60

Sind Speicher wirklich der fehlende Baustein zur Energiewende?

Frank-Detlef Drake, Christoph Gatzert, Erik Hauptmeier, Friedrich Schulte und Michael Zähringer

Die Energiewende zur nachhaltigen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (EE) beinhaltet große technische und ökonomische Herausforderungen an Marktakteure und den Gesetzgeber. Insbesondere der rasante Ausbau von zeitlich schwankender Windstrom- und Photovoltaikerzeugung stellt hohe Flexibilitätsanforderungen an das gesamte Stromsystem, denn er erfordert hohe Investitionen in Infrastrukturen zum Erhalt der Systemstabilität. Daher gewinnt die Frage an Bedeutung, welche Rolle zentrale Großspeicher bzw. kleine, dezentrale Speicher („Zuhause-Speicher“) im Rahmen der Energiewende spielen werden. Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass ihre Bedeutung mittelfristig relativ eingeschränkt bleibt. Der Regulierungsrahmen kann jedoch ein „Game Changer“ sein – insbesondere für dezentrale Speicher auf Verteilnetzebene.

Die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen in das europäische Stromsystem erhöht den Bedarf an flexiblen Systemkomponenten. Trotz großer öffentlicher Erwartungen verläuft der Speicherausbau eher zögerlich. Dies ist hauptsächlich auf ökonomische Herausforderungen zurückzuführen. Der nationale und internationale Netzausbau zum überregionalen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage, der flexible Betrieb von Kraftwerken (quasi Brennstoffspeicherung) sowie das Einspeisemanagement von EE und Demand Side Management (DSM) in Industrie und Haushalt sind alternative Flexibilitätsoptionen, die den Wert von Speichern begrenzen.

Heute sind Pumpspeicherkraftwerke die führende stationäre Speichertechnologie. Zudem gibt es weltweit zwei Druckluftspeicher und diverse Batteriesysteme in MW-Größe. Die im Folgenden vorgestellte Studie der RWE AG und Frontier Economics/Energynautics betrachtet die zukünftige Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speicheroptionen in Deutschland bis zum Jahr 2050.

Dabei wird unterschieden zwischen Großspeichern auf Systemebene und dezentralen Speichern auf Verteilnetz-/Endkundenebene. Beide Optionen stehen in Konkurrenz zueinander, da sie auf lange Sicht in denselben Märkten aktiv sein werden. Einziges Unterscheidungsmerkmal sind dann Anwendungen, die das Netz/Teilsystem in unmittelbarer Nähe zum Speicher betreffen.

Drei Szenarien modellieren den unsicheren Entwicklungspfad

Die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Speichertechnologien [1] in Deutschland

hängt nicht nur von deren (zukünftigen) technischen Parametern und Kosten ab, sondern auch von der Entwicklung der europäischen Strommärkte. Drei mögliche Szenarien wurden untersucht.

Das Szenario „Best View“ gibt die aus Sicht der Autoren wahrscheinlichste Entwicklung der Märkte wieder. Ihm liegt die Annahme einer Erholung der Wirtschaft in Europa und weltweit zugrunde. Zudem wird die Aufrechterhaltung der EU-Klimaziele und des EU ETS angenommen. Dies führt im Szenario zu einem moderaten Anstieg der Stromnachfrage in Europa, einem moderaten Anstieg der Brennstoffpreise, einem deutlichen Anstieg der CO₂-Preise, einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien (leicht unterhalb der EU-Ziele) sowie zu Fortschritten beim europäischen Netzausbau (leicht unterhalb der Ziele von ENTSO-E gemäß TYNDP 2012).

Das Szenario „Dynamik“ bildet im Vergleich zum „Best View“-Szenario eine optimistischere Entwicklung der Wirtschaftslage ab. Stromnachfrage, Erneuerbaren-Ausbau und Brennstoffpreisniveau steigen schneller und höher an.

Das Szenario „Stagnation“ bildet im Vergleich zum „Best View“-Szenario eine langsamere Entwicklung der Wirtschaftslage ab. Stromnachfrage, Erneuerbaren-Ausbau und Brennstoffpreisniveau sind geringer veranschlagt.

Verschiedene Märkte für Speicher

Auf Systemebene sind drei Haupterlöse für Speicher unterscheidbar:

Die Großhandelsarbitrage auf dem Spotmarkt (Day-ahead) wird langfristig die wichtigste Erlösquelle darstellen. In der Regel wird ein erheblicher Teil der Erlöse von Systemspeichern über den Großhandelsmarkt erzielt.

Der Intradaymarkt ist dagegen relativ volatil bei eher geringer Marktgröße. Die Erlöse aufgrund von Großhandelsarbitrage auf dem Intradaymarkt werden in Zukunft ansteigen. Allerdings wird der Intradaymarkt trotz eines antizipierten starken Wachstums in Folge des weiteren Ausbaus der EE auch langfristig deutlich kleiner sein als der Day-ahead-Markt [2].

Die Regelenergienachfrage (insbesondere Minutenreservebedarf) wird anwachsen, insofern erscheint die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergie) auf den ersten Blick attraktiv. Der entsprechende Markt ist wie der Intradaymarkt jedoch eher klein [3]. Dennoch ist er für Speicher schon heute relevant (es besteht die Hypothese, dass der Primärregelenergiemarkt eine Markteintrittspforte für Batterien darstellt – dies ist hinsichtlich Marktvolumen und Wettbewerb allerdings äußerst fraglich).

Zur Bewertung ist der Gesamtnutzen über alle Segmente zu betrachten. Zu beachten ist bei Nutzung mehrerer Märkte, dass häufig die Vermarktung auf einem Markt die Nutzung anderer Märkte ausschließt bzw. einschränkt. Vermiedene Netzausbaukosten im Übertragungsnetz wurden nicht betrachtet, da diese stark vom individuellen Speicherstandort abhängig sind. Zudem wird bei den stark vermaschten Europäischen Übertragungsnetzen durch Speicherung meist

wenig zur gezielten Engpassentlastung beigetragen.

Großspeicher aus Investorensicht

Abb. 1 zeigt den internen Zinsfuß einer zukünftigen Investition über die technische Speicherlebensdauer. Die Verzinsung variiert mit den untersuchten Strompreisszenarien und je nach Investitionszeitpunkt. Bis 2020 ist ein Speicherzubau der betrachteten Technologien unwirtschaftlich. Die Ergebnisse werden als Bandbreite über die betrachteten Szenarien dargestellt.

Zu vergleichen ist die erzielbare Verzinsung der Investition mit einer fiktiven Mindestverzinsung, die für Kapitalkosten und eine akzeptable Eigenkapitalverzinsung benötigt wird (sog. „Hurdle Rate“ – hier ca. 6 %/a real). Traditionell ergeben sich die hierzu notwendigen Deckungsbeiträge aus den Preisspreads der genannten Märkte, die in der Regel im Tagesrhythmus auftreten. Die Entwicklung zeigt, dass die Preise während der Mittagszeit bedingt durch die Mittagsspitze der Photovoltaik sinken. D. h. eine traditionelle Knappheitssituation wird durch die Photovoltaik verringert. Dies führt jedoch zu geringeren Preisspreads und damit zu sinkenden Speichererlösen. Nachfolgend wird die Auswirkung davon auf ausgewählte Speichertechnologien beschrieben.

Zukünftige Neubauprojekte von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) [4] sind mittelfristig risikobehaftet und nicht zwingend wirtschaftlich. Unter den angesetzten Kosten [5] werden Neuanlagen im „Best View“ Szenario nach 2030 wirtschaftlich, im Szenario „Stagnation“ nicht wirtschaftlich und unter günstigen Bedingungen im (Szenario „Dynamik“) vor 2030 wirtschaftlich.

Diabate Druckluftspeicher (D-CAES [6]) stellen eine Besonderheit unter den Speichertechnologien dar, weil sie Elemente konventioneller Gaskraftwerke enthalten [7]. Den niedrigeren Gaskosten stehen bei ihrem Einsatz erhöhte Kosten für Ladestrom gegenüber. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen nimmt erst langfristig und bei großen Speicherkapazitäten zu, da annahmegemäß langfristig der Gas- und CO₂-Preis ansteigt

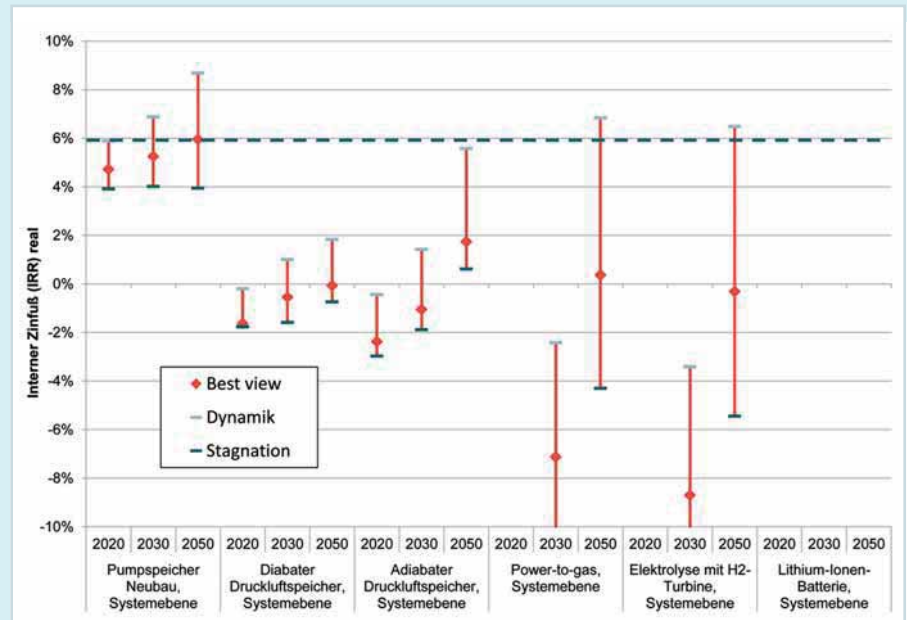


Abb. 1 Interner Zinsfuß für den Zubau von Speichertechnologien (Quelle: Frontier Economics)

und der vermiedene Erdgaseinsatz wertvoller wird. Zudem wird es häufiger einen Erzeugungüberschuss im europäischen Stromsystem geben, der dann das Laden des Speichers bei niedrigen Strompreisen ermöglicht.

Bei adiabaten Druckluftspeichern (A-CAES) ist eine Erdgaszufuhrerzeugung nicht notwendig, da die Kompressionswärme gespeichert und genutzt wird – somit liegt der Wirkungsgrad deutlich über dem von D-CAES (bis zu 70 % im Vergleich zu 55 % bei D-CAES). Jedoch steigen auch die Investitionskosten in Folge des Wärmespeichers. A-CAES ist derzeit noch in der Entwicklungsphase. Es müssen noch signifikante Fortschritte in F&E bzw. der Kostendegression der A-CAES erzielt werden, bevor eine kommerzielle Nutzung der Anlagen möglich ist.

Power-to-Gas (to Power) wandelt per Elektrolyse Strom in Wasserstoff um, aus dem dann unter Verwendung von CO₂ Erdgas erzeugt wird. Die Technologie ist mit hohen Umwandlungsverlusten verbunden. Rund zwei Drittel des Stroms gehen verloren. Auch unter optimistischen Kostenannahmen wird das Verfahren erst im Szenario „Dynamik“ ab 2050 wirtschaftlich. Auch ohne Rückverstromung ändert sich dies nicht – voraussichtlich wird der „anlegbare“ Preis von Methan (Erdgas) langfristig

nicht über 40 €/MWh steigen und damit der Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-Gas entgegenstehen.

Bei der Elektrolyse ohne weitere Wandlungsschritte wird Strom genutzt, um aus Wasser Wasserstoff herzustellen, der später wieder verstromt wird. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse [8] inklusive Rückverstromung ist relativ niedrig (<40 %). Selbst unter optimistischen Lerneffekten kann die Elektrolyse erst bei sehr „grünstromlastigen“ Stromsystemen und großen Speichergrößen wirtschaftlich betrieben werden.

Aufgrund der antizipierten Kostenreduktion lösen Lithium-Ionen Batterien langfristig die Blei-Säure-Batterie [9] ab. Trotz hoher Lernraten kann sich die Lithium-Ionen Batterie auf Systemebene aufgrund von weiterhin relativ hohen Investitionskosten, die über einen Zeitraum von wenigen Jahren amortisiert werden müssen [10], nicht durchsetzen.

Aus Systemsicht ist damit kurz- bis mittelfristig nicht mit einem „Boom“ der Großspeicher in Deutschland zu rechnen (siehe Abb. 2). Erst unter günstigen Bedingungen, weiteren technologischen Fortschritten und bei sehr hohem EE-Anteil ab rd. 60 % könnten einige Speichertechnologien unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich sein.

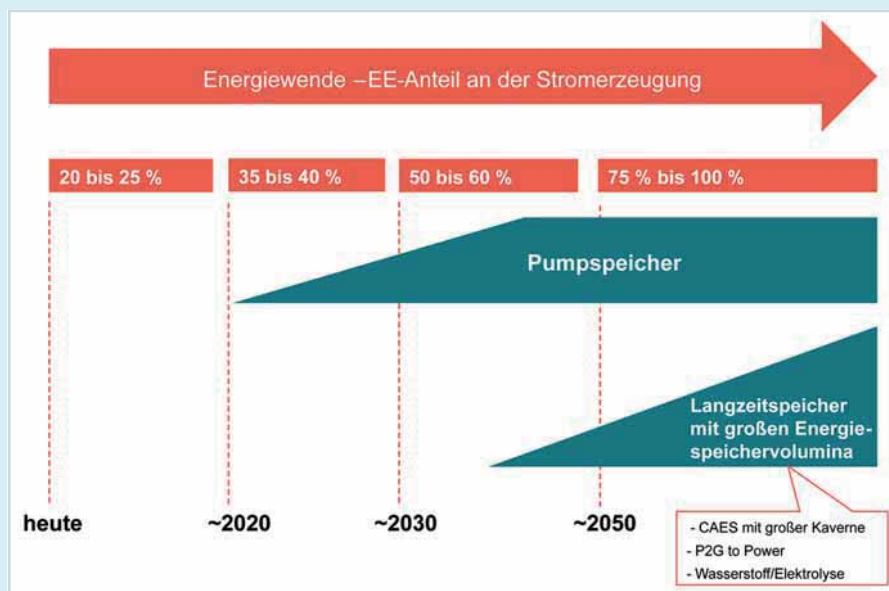


Abb. 2 Indikative Roadmap – Speicherinvestition in Abhängigkeit des EE-Ausbaus (Quelle: Frontier Economics)

Speicher auf Endkundenebene

Verteilte Kleinspeicher auf Endkundenebene sind in der Regel volkswirtschaftlich nachteiliger als zentrale Großspeicher. Das hat vielfältige Gründe:

Zum einen liegt das an Skaleneffekten bei Großanlagen. Die spezifischen Kosten von Speichern sinken mit der Anlagengröße, da die Fixkosten auf größere Einheiten umgelegt werden. Darüber hinaus sind Wirkungsgradeinbußen bei einigen Systemen zu konstatieren. Insbesondere Anlagen, die mechanische Volumenströme aufweisen, sind davon betroffen. Ein weiterer Faktor sind Ausgleichseffekte auf Systemebene. Analog zu Bilanzkreisen auf Systemebene und der Nutzung von Stromnetzen ist es ökonomisch sinnvoll, auch auf lokaler Ebene auf Lastausgleich zu setzen.

Kleine Speicher im Verteilnetz können volkswirtschaftlich dann sinnvoll werden, wenn ausreichend weitere Vorteile durch lokalen Zusatznutzen entstehen (z. B. vermiedener Netzausbau). Dadurch können die genannten negativen Effekte ggf. kompensiert werden.

Dabei ist jedoch zu bedenken, dass dezentrale Speichertechnologieoptionen eher teuer sind. Vergleichsweise günstige Systemspeichertechnologien (PSW, CAES) sind nicht

sinnvoll auf Verteilnetzgröße „herunterskalerbar“. Die verfügbaren kleinen Speicher (z. B. Batterien) sind absehbar spezifisch deutlich teurer und leiden unter einer relativ kurzen technischen Lebensdauer.

Zudem ist ein konkurrierender Netzausbau eher günstig. Der Netzausbau im Verteilnetz kostet spezifisch mehr als im Übertragungsnetz, ist jedoch im Vergleich zum Speicherausbau selbst bei Tiefbauarbeiten günstiger, wie ein Beispiel verdeutlicht. Eine 100-kW (zukünftige Lithium-Ionen-)Batterie im Verteilnetz kostet gemäß annuitätischer Investitionsrechnung rund 18 000 €/a. Die Netzkosten für typische Netzausbausituationen mit vergleichbarem netzseitigem Nutzen betragen häufig lediglich 2 000 bis 4 000 €/a [11].

Nicht zuletzt ist das Einspeisemanagement eine weitere Konkurrenzoption, denn alternativ kann es etwaigen netzseitigen Speichernutzen limitieren. Insbesondere bei relativ seltener Überlastung eines Netzes ist das Einspeisemanagement die günstigere Option.

„Game Changer“ Regulierungsrahmen

Die Regulierung setzt den Rahmen für die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern. Durch unterschiedliche nationale Vorgaben

kommt es heute noch häufig zu Marktverzerrungen zwischen EU-Ländern. Im Speicherkontext ist dabei eine Vielzahl von regulatorischen Stellschrauben zu beachten.

So stellen die Netznutzungsentgelte für Speicherladestrom ggf. eine hohe Belastung für Speicher dar. Zudem sinkt durch sie die Auslastung der Anlagen, da kleinere Preisdifferenzen keine Deckungsbeiträge mehr liefern. Heutige Regelungen in den EU-Ländern sind zudem uneinheitlich.

Das Eigenverbrauchsprivileg ermöglicht es Privatkunden, selbst erzeugten Strom ohne weitere Abgaben für den Eigenverbrauch zu verwenden. Es induziert eine „künstlich überhöhte“ Differenz zwischen dem Endkundenpreis für den vermiedenen Strombezug und der Vergütung der Photovoltaik-Einspeisung in das Verteilnetz. Aktuelle Endkundenpreise inkl. EEG-Umlage, Konzessionsabgaben, variabler Netzkosten etc. liegen in dieser Rechnung bei knapp 30 ct/kWh. Die gültige gesetzliche Einspeisevergütung für neue Photovoltaik-Anlagen beträgt rd. 15 ct/kWh. Langfristig kann der relevante Verkaufspreis bei Rückspeisung der Großhandelspreis für Strom (5-7 ct/kWh) sein, wenn die EEG-Fördergrenze von 52 GW erreicht wird.

Der Speichernutzen liegt aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Investors in der Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der lokalen Erzeugung. Der Speicher muss sich aus der genannten Differenz refinanzieren [12]. Dank des Trends zu deutlich geringeren Photovoltaikmodul- und Speicherkosten ist zu erwarten, dass Batterien kombiniert mit Photovoltaik-Anlagen voraussichtlich bis 2020 für Privatinvestoren attraktiv werden. Produkte wie z. B. RWE Homepower Solar sind bereits am Markt erhältlich.

Allerdings bedeutet der erhöhte Eigenverbrauch einen geringeren Netzbezug. Die durch zusätzliche lokale Speicher nicht relevant absenkbar [13] Netzinfrastrukturkosten werden damit auf ein immer kleiner werdendes Verbraucherkollektiv umgelegt. Dies bedeutet steigende und ab einem bestimmten Punkt inakzeptable Strompreise. Inwieweit das Eigenverbrauchsprivileg als wesentlicher Werttreiber Bestand haben wird, ist daher nicht absehbar.

Die Wirkung der Einführung von Kapazitätsmärkten auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern hängt stark von den Ausgestaltungsdetails ab. Bestimmend ist der Nettoeffekt folgender Mechanismen: Einerseits würden die Strompreisspitzen in Folge knapper Erzeugung gesenkt – somit auch die Speichererlöse –, andererseits kann der Speicherbetreiber von den Kapazitätszahlungen profitieren.

Es ist zu erwarten, dass mittelfristig Intraday- und Regelenergiemärkte in Europa stärker zusammenwachsen. Hierdurch wird der Wettbewerb auf diesen Märkten intensiviert. Speicherbetreiber profitieren einerseits durch größere Marktgebiete, wenn sie Marktzugang auf internationalen Kurzfristmärkten erhalten. Andererseits werden neue Konkurrenten auf diesen Märkten aktiv sein. Insgesamt ist ein leichter Anstieg der Speichererlöse zu erwarten – insbesondere bei der Intraday-Vermarktung.

Beim Einspeisemanagement von EE am Beispiel von Wind wird die EE-Einspeisung in ihrer Leistung begrenzt. Dadurch wird Energie im niedrigen einstelligen Prozentbereich verworfen, die Kapazitätsanforderung an die Netze hingegen deutlich reduziert. Dies beeinflusst die Investitionsanreize für Speicher. Bei einem generellen Verbot des Einspeisemanagements würde es vermehrt zu Stromüberschuss und negativen Strompreisen kommen. Speicher könnten dann kostengünstig geladen werden und größere Spreads nutzen. Dies ist für Speicherinvestoren vorteilhaft, aber volkswirtschaftlich eher teuer.

Kommt es zu einem Einspeisemanagement ohne Vergütung, müssten bei einer solchen Abregelung ohne Entschädigung unter der Logik des heutigen EEG die Einspeisetarife angepasst werden. Der Fördersatz je kWh eingespeister/vergüteter Winderzeugung muss erhöht werden, um weiterhin Investitionsanreize zu schaffen. Einspeisemanagement als Konkurrenz zu Speichern senkt die volkswirtschaftlichen Kosten – aber auch den Wert der Speicher, da nun die Spreads am Markt sinken.

Im Fazit stellt die Regulierung für Speicher einen potenziellen „Game Changer“ im positiven als auch negativen Sinne dar. Insbesondere das Eigenverbrauchsprivileg macht die (teure) Kombination Speicher-Photo-

voltaik betriebswirtschaftlich attraktiv für Endverbraucher. Diese Diskrepanz zwischen volkswirtschaftlicher und betriebswirtschaftlicher Bewertung von dezentralen Speichern ist ein Indiz für eine durch Regulierung induzierte Marktverzerrung.

Speicher spielen eine wahrscheinlich begrenzte Rolle

Deutlich wird, dass der massive Ausbau der volatilen Stromerzeugung aus Wind und Sonne nicht zwingend ein Mehr als die schon vorhandenen und konkret geplanten Speicher zur Folge haben wird. Die zukünftige Rolle der Speicher wird unter realistischen Annahmen deutlich geringer sein als häufig vermutet.

Auf Transportnetzebene gilt kurzfristig, dass die Wirtschaftlichkeit neuer Speicher in den meisten Fällen nicht gegeben ist. Projekte oder günstige Modernisierungen sind allerdings im Einzelfall zu prüfen. Selbst Modernisierungen sind nicht per se wirtschaftlich (vgl. Anlage Niederwartha [14]). Neue Pumpspeicher sind mittel- bis langfristig an der Wirtschaftlichkeitsschwelle. In Deutschland besteht noch ausreichend Neubaupotenzial in Höhe einiger GW. Einzelfallprüfungen bleiben auch hier notwendig. Erst bei ambitioniertem EE-Ausbau über 70 % und hohen Brennstoffpreisen können weitere Speichertechnologien wie CAES, Power-to-Gas oder Wasserstoffspeicher (um das Jahr 2050) wirtschaftlich werden.

Gegenüber Speichern auf Verteilnetzebene besteht deutliche Konkurrenz alternativer Flexibilitätsoptionen. Die Werthaltigkeit der Speicher in Anwendungen auf dieser Ebene ist eher gering: Batterien können Kostennachteile ggü. zentralen Großspeichern (Pumpspeichern) meist nicht durch Zusatznutzen kompensieren. Dies ist bezüglich Kosten und Lebensdauer auch nicht bei optimistischen Lerneffekten der Fall. Obwohl aus rein volkswirtschaftlicher Perspektive wenig für den Einsatz von dezentralen Batterien spricht, ist ein erhebliches Marktpotenzial möglich. Die Ursachen dafür sind die Anreize durch das Eigenverbrauchsprivileg und individuelle Nutzerpräferenzen („dezentrale Eigenversorgung“ als „Wert an sich“ im Sinne eines Eigenbeitrags zur Energiewende oder als „Statussymbol“) oder die großflächige Förderung von „Solarstrom-

speichern“. Im Mai 2013 wurde dazu ein (noch eher kleines) Förderprogramm von 25 Mio. €/a für Heimspeicher in Kombination mit Photovoltaik eingeführt [15].

Der Einfluss der Regulierung auf den Speicherwert ist erheblich. Dies trifft sowohl auf die zentralen Speicher als auch auf dezentrale Kleinspeicher zu. Die regulatorische Unsicherheit erhöht jedoch das Risiko für Investoren und hemmt tendenziell Investitionen in neue Speicher. Aus Sicht von Entwicklern wie Betreibern wäre eine höhere Planungssicherheit dringend notwendig.

Bei Batterien wird die Lithium-Ionen-Technologie dank der antizipierten Fortschritte langfristig die beste Option sein. Diese Bewertung schließt mögliche „disruptive“ Innovationen aus und beruht ausschließlich auf den dann umgesetzten Lerneffekten. Auch ist das Wechselspiel zwischen Speichern selbst zu bedenken. Vorausgesetzt, dass dezentrale Speicher mit Hilfe von Smart-Grid-Technologien an den zentralen Arbitrage- und Regelenergiemärkten teilnehmen können, würde die (direkte oder indirekte) Förderung einer Technologie die Situation für jeweils konkurrierende Speicher (bzw. DSM, Kraftwerke) verschlechtern.

Unter aktuellem Marktdesign erweist sich die Kombination aus Netzausbau und flexibler Erzeugung kurz- bis mittelfristig als volkswirtschaftlich günstigere Option. Einzelne Speichertechnologien werden durch Förderung und regulierungsbedingte Marktverzerrungen dennoch bereits jetzt betriebswirtschaftlich attraktiv.

In der langfristigen Perspektive könnten Speicher einen sinnvollen Beitrag zur Energiewende leisten. Daher ist weitere Forschung und Entwicklung bezüglich Speicher für unbedingt notwendig zu erachten. Aktuell werden hierzu F&E-Projekte durchgeführt, die alle Skalen der Speicher von Pumpspeichern bis hin zu Batterien oder Power-to-Gas zum Inhalt haben.

Anmerkungen

[1] Vgl. Gatzen, C.; Riechmann, C.: Stationäre Stromspeicher – zukünftiger Nischenmarkt oder Milliardengeschäft? In: „et“, 61. Jg. (2011) Heft 3, S. 20-23 und Gatzen, C.: The Economics of Power Storage – Theory

and Empirical Analysis for Central Europe. Oldenbourg Industrieverlag, München 2008.

[2] An der EPEX werden day-ahead derzeit rd. 300 TWh/a gehandelt, auf dem Intradaymarkt waren es im Jahr 2012 15 TWh/a.

[3] Regelprodukte in Deutschland umfassen insgesamt rd. 8 GW positive und 6 GW negative Leistung – die maximale Stromnachfrage beträgt ca. 80 GW.

[4] Bestandsanlagen können bis auf Sonderfälle wirtschaftlich betrieben werden.

[5] Einzelne Projekte oder Upgrades von Bestandsanlagen sind im Einzelfall zu prüfen.

[6] Compressed Air Energy Storage.

[7] Im Grunde entspricht D-CAES einer Gasturbine, bei der zwei Drittel des Gasverbrauchs durch eingespeicherte Druckluft ersetzt werden.

[9] Blei-Säure-Batterien sind zwar weiterhin günstig in der Anschaffung (auch hier wurden noch weitere Lerneffekte unterstellt), allerdings bleibt die Zyklusfestigkeit der Blei-Säure-Batterien deutlich hinter der von Lithium-Ionen-Batterien zurück.

[10] Bspw. entspricht eine Lebensdauer von rd. 10 000 Zyklen bei einer Nutzung als Systemspeicher mit mehr als 1 000 Zyklen pro Jahr nur einer Lebensdauer von unter 10 Jahren.

[11] Entspricht unter typischen Kapitalkosten und Abschreibedauern im Netzbereich einer Netzinvestition von rd. 30 000 bis 60 000 €.

[12] Mit jeder nicht aus dem Netz bezogenen kWh spart ein Speicherbetreiber bei Ansatz der EEG-Vergütung für PV-Einspeisung 30 ct/kWh – 15 ct/kWh/80 % Wirkungsgrad = ~11 ct/kWh.

[13] Die lokalen Speicher können den Netzanschluss nicht ersetzen – somit bleiben die Netzkosten im Wesentlichen bestehen.

[14] Weckbrodt, H.: „Ökostrom macht Pumpspeicherwerk Niederwartha zu teuer“, abrufbar unter <http://www.dnn-online.de/radebeul/web/regional/wirtschaft/detail/-/specific/Oekostrom-macht-Pumpspeicherwerk-Niederwartha-zu-teuer-1685252560>

[15] Technisches Ziel ist u. a., die Einspeisespitze der Photovoltaik zu begrenzen. Dies ist sicher für kleine Bat-

teriespeicher hilfreich. Aus Systemsicht dämpft es die weitere Absenkung der Mittagspreise im Spotmarkt, was in Bezug auf Arbitragehandel nicht zwingend positiv und weiter zu untersuchen ist.

Weitere Literatur

Loisel, R.; Mercier, A.; Gatzert, C.; Elms, N.; Petric, H.: Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: Energy Policy, Vol. 38 (2010) Nr. 11, S. 7 323-7 337.

Dr. F-D. Drake, Leiter Konzern F&E, RWE AG, Essen; Dr. C. Gatzert, Manager, Frontier Economics, Köln; Dr. E. Hauptmeier, Konzern F&E/Referent Speicher und Netze, RWE AG, Essen; F. Schulte, Leiter Konzern F&E/Technologien, RWE AG, Essen; M. Zähringer, Consultant, Frontier Economics, Köln
christoph.gatzert@frontier-economics.com
erik.hauptmeier@rwe.com

Stadtwerke drohen, Chancen des dezentralen Energiemarkts zu verpassen

Energie wird in Deutschland künftig verstärkt dort erzeugt, wo sie gebraucht wird – und die traditionellen Energieversorger bekommen dabei starke Konkurrenz: Bereits heute erzeugt fast jedes zweite Unternehmen (47 %) aus energienahen Branchen selbst Energie, ein weiteres Viertel plant ein solches Engagement für die nächsten Jahre.

Am beliebtesten sind Blockheizkraftwerke, Photovoltaik-Anlagen sowie Windkraft und Biomasse. Mehr als drei Viertel der Unternehmen sind der Meinung, dass die Energiewende nur mit dezentraler Energieerzeugung gelingen kann. Gerade ein Energienetz mit vielen dezentralen Erzeugern benötigt aber eine umfassende IT-gestützte Steuerung. Viele Unternehmen haben die damit verbundenen Erfordernisse und Chancen allerdings noch nicht erkannt: Lediglich 42 % der befragten Manager halten den Ausbau eines umfassenden „Internets der Energie“ für unabdingbar, soll die Energiewende gelingen. 11 % halten diese Entwicklung sogar für völlig überflüssig.

Das sind Ergebnisse der Stadtwerkstudie 3.0 der Prüfungs- und Beratungsgesellschaft Ernst & Young. Für die Studie wurden 100 Unternehmen befragt, davon 18 aus der Energiewirtschaft und 82 aus verwandten Branchen wie IT, Telekommunikation, Energiedienstleistungen, Geräteherstellung oder aus energieintensiven Wirtschaftszweigen wie der Chemie.

Die neuen Marktteilnehmer sind für die traditionellen EVU nicht nur Konkurrenten, sondern werden auch dringend als Lieferanten von Branchen-Know-how, Spezialprodukten und Infrastruktur gebraucht. Jedes dritte Unternehmen erkennt z. B. in der Beschaffung von Echtzeitinformationen zu Anlagen und Netzen die wichtigste Vorbedingung für die Entwicklung einer „Smart Energy“. Jedes fünfte Unternehmen sieht bei der IT-Steuerung dezentraler Erzeugungseinrichtungen großen Nachholbedarf – die Energie soll dort entstehen, wo sie gebraucht wird, aber die Bedienung dieser Anlagen muss nicht unbedingt vor Ort erfolgen. Weitere 15 % der energieerzeugenden Unternehmen verstehen den Aufbau des Telekommunikationsnetzes als vordringliche Aufgabe. Ein umfassendes „Internet der Energie“ sehen aber lediglich vier von zehn befragten Unternehmen mit Erfahrung im Bereich „Smart Energy“ als unerlässliche Voraussetzung der Energiewende. Jeder zweite Befragte mit Erfahrung im Bereich „Smart Energy“ sieht in der künftigen IT-Ausrichtung der Energieversorgung nur eine Ergänzung zum traditionellen Geschäft. 54 % der befragten Unternehmen sind der Ansicht, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen die konventionellen Großkraftwerke ergänzen, aber nicht ersetzen werden. Nur jeder fünfte befragte Manager glaubt, dass Deutschland langfristig auch ohne Großkraftwerke auskommen kann.

Widersprüchliche Zielsetzungen der Energiewende

Europa steht nicht nur aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise unter Druck. Der Schiefergasboom in den USA und erstarkende Schwellenländer erfordern Standortfaktoren, die international bestehen können. Dazu zählt ein umweltschonendes, sicheres und vor allem auch bezahlbares Energiesystem. „et“ sprach mit dem liberalen Europaabgeordneten Holger Krahmer, Mitglied des Ausschusses für Umwelt, öffentliche Gesundheit und Lebensmittelsicherheit sowie stellvertretendes Mitglied im Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie im EU-Parlament, über die aktuellen Herausforderungen der europäischen Energie- und Klimapolitik.

„et“: Das aktuelle zentrale Thema in der Europäischen Union ist die Schuldenkrise. Wie wichtig ist die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Europa, um sie zu bewältigen?

Krahmer: Die Finanz- und Wirtschaftskrise hat uns eines deutlich gemacht: Für unsere weltweite Wettbewerbsfähigkeit, die Schaffung von Arbeitsplätzen und nicht zuletzt für die Sicherung unserer Sozialmodelle ist es unerlässlich, dass wir in Europa über eine starke, wettbewerbsfähige und breit gefächerte Wirtschaft verfügen. Das weltweite Umfeld für Unternehmen hat sich in den letzten zehn Jahren stark gewandelt. China, Brasilien, Indien und andere Schwellenländer sind zu Wettbewerbern auf Augenhöhe geworden. Technologien und Anpassungsfähigkeit werden im internationalen Wettbewerb zunehmend wichtiger.

Daraus ergeben sich für den Standort Europa sowohl Herausforderungen als auch Chancen. Die Wettbewerbsfähigkeit Europas wurde lange medienwirksam beschworen, die politischen Entscheidungen haben aber meist das Gegenteil bewirkt. Vielleicht ist die Schuldenkrise eine Chance, dies zu ändern. Dass sie die Prioritäten in der gesamten politischen Landschaft verändert, ist jedenfalls längst zu beobachten.

„et“: Noch vor wenigen Jahren war die Auffassung weit verbreitet, dem Dienstleistungs- und Finanzsektor gehöre die Zukunft und Güterproduzenten

seien Auslaufmodelle. Nun ist von der „Reindustrialisierung Europas“ die Rede...

Krahmer: ... Die Finanzmarktkrise hat bei vielen Beteiligten eine Rückbesinnung auf die industrielle Wertschöpfung eingeleitet, die so zuvor nicht vorhanden war. Der Finanzsektor hat ein Eigenleben geführt und sich von den wirklichen Werten, die in einer Volkswirtschaft erwirtschaftet werden, abgekoppelt. Inzwischen dürfte jedem klar sein, dass man nicht vom Handel mit gedrucktem Geld leben kann. Echte Wertschöpfung entsteht durch die Herstellung von Produkten in Kombination mit Dienstleistungen. Deutschland hat sich mit seiner breiten Industriestruktur – einer großen Branchenvielfalt, die durch große und kleine Unternehmen getragen wird – einen Vorteil erarbeitet, der gerade jetzt zum Tragen kommt. Wettbewerbsfähigkeit ist aber kein statischer Zustand. Sie muss jeden Tag neu erarbeitet werden. Deshalb muss man den Unternehmen, Bürgern und Verbrauchern Freiheiten für eigenverantwortliches Handeln und Entscheiden lassen.

„et“: Agiert die EU in dieser Richtung?

Krahmer: Die EU hat sich in den letzten Jahren eher dadurch hervorgetan, die Wirtschaft ans Gängelband zu nehmen. Fragwürdige Schutzgesetze, insbesondere im Verbraucher-, Umwelt- und Klimabereich wurden erlassen. Anstelle einer beabsichtigten Schutzwirkung ziehen diese aber vor allem Bürokratie und Kosten nach sich.

Gerade durch eine sehr ambitionierte Klimapolitik, in deren Folge eine Subventions- und Förderlawine zum Ausbau erneuerbarer Energien zu beobachten war, gerät Europa in große Schwierigkeiten, denn die Kosten dieser Planwirtschaft drohen vollends aus dem Ruder zu laufen. Die Entwicklung der Energiepreise wird zur Achillesferse der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Volkswirtschaften. Europa erwacht soeben aus grünen Wunschträumen. Jetzt kommt es darauf an, in der Energiepolitik in Richtung Marktwirtschaft umzusteuern. Wenn wir das nicht schaffen, entsteht in Europa ein gewaltiges Armutsrisiko durch eine Deindustrialisierung, die an manchen Orten leider längst zu beobachten ist.

„et“: Wie beurteilen Sie, mit Blick auf den europäischen Strombinnenmarkt, dass jeder Staat sein eigenes Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien besitzt, anstatt sich um die Schaffung eines europäischen Rahmens zu bemühen?

Krahmer: Die Förderung einzelner Energiegewinnungsmethoden halte ich als Liberaler prinzipiell für den falschen Weg. Es kann nicht sein, dass politisch gewollte Energiegewinnungsmethoden gefördert werden, die am Markt nicht bestehen könnten. Wir sehen gerade beim EEG, wie wenig ein solches Subventionssystem funktioniert. Die aus dem Ruder laufenden Kosten aller Fördersysteme zwingen überall zum Umdenken. Vielleicht ist das ein Momentum für die Öffnung des europäischen Energiebinnenmarktes. Denn

„Es ist schwierig, in die ideologische, emotionale und auf falschen Argumenten aufgebaute deutsche Energiedebatte Rationalität hineinzubringen. Vielleicht hilft es uns weiter, auf die Widersprüchlichkeit der Zielsetzungen aufmerksam zu machen. CO₂-Emissionen reduzieren zu wollen, Kernkraft abzuschalten, fossile Kraftwerke zu verteufeln, alles auf die Karte der erneuerbaren Energien zu setzen und dann noch zu sagen, die Energie muss bezahlbar bleiben, funktioniert nicht. Damit versucht die deutsche Energiepolitik die Quadratur des Kreises.“

Holger Krahmer, Mitglied des Europäischen Parlaments (MdEP), Brüssel



Fakt ist, dass allein die bestehenden Anlagen, die natürlich einen Bestandsschutz der Förderung behalten müssen, dafür sorgen, dass regelmäßig Strom am Bedarf vorbei produziert wird. Diesen Effekt könnte man abmildern, indem es neue Anbieter- und Nachfrageverhältnisse durch Öffnung des Binnenmarktes gibt.

„et“: Ist die Erwartung einer durch CO₂-Einsparung getriebenen Revolution im Energiesektor nur eine Wunschvorstellung oder sind wir tatsächlich in der Lage, unser Energiesystem derart drastisch umzubauen?

Krahmer: Ich habe eine Revolution im Herbst 1989 in der früheren DDR persönlich miterlebt. Deshalb sage ich zum Thema Revolution als Erstes: Revolutionen gehen nie von oben, sondern ausschließlich von unten aus. Es ist Unfug, eine technologische Revolution, in diesem Fall in der Energiewirtschaft, durch die Politik zu planen. Plan und Revolution schließen sich aus, denn Pläne werden immer von der Realität überholt. Genau das erleben wir derzeit erneut.

„et“: Inwiefern? Können Sie das konkretisieren?

Krahmer: Auf den Energiemärkten spielt sich eine Revolution von unten ab. Aber eine ganz andere, als wir erwartet haben, denn der technologische Fortschritt sorgt für die Förderfähigkeit von Öl- und Gasvorkommen in unkonventionellen Lagerstätten. Wir erleben in Wahrheit eine fossile Revolution. Sie stellt die gesamte globale Energiewelt auf den Kopf. Und sie stellt auch alle Wirtschaftlichkeitsberechnungen für erneuerbare Energien in Frage. Die Energieversorgung wird absehbar auf sehr lange Zeit überwiegend auf fossilen Brennstoffen basiert bleiben. Diese Energieträger sind preiswert und ihre Verfügbarkeit nimmt zu und nicht etwa ab. Gesellschaften, die

glauben, politisch eine grüne Revolution erzwingen zu können, werden ein wirtschaftliches und soziales Desaster erleben.

„et“: Im Rahmen des „Energiepolitischen Dreiecks“ mit Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Bezahlbarkeit setzt Deutschland im Gegensatz zur EU nicht mehr auf Kernenergie, kommt beim Thema CCS (Carbon Capture and Storage) nicht voran und strebt eine weitgehende Versorgung durch Erneuerbare an. Bleiben in Deutschland Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit auf der Strecke?

Krahmer: Es ist schwierig, in die ideologische, emotionale und auf falschen Argumenten aufgebaute deutsche Energiedebatte Rationalität hineinzubringen. Vielleicht hilft es uns weiter, auf die Widersprüchlichkeit der Zielsetzungen aufmerksam zu machen. CO₂-Emissionen reduzieren zu wollen, Kernkraft abzuschalten, fossile Kraftwerke zu verteuern, alles auf die Karte der erneuerbaren Energien zu setzen und dann noch zu sagen, die Energie muss bezahlbar bleiben, funktioniert nicht. Damit versucht die deutsche Energiepolitik die Quadratur des Kreises.

„et“: Wie lautet Ihre Antwort?

Krahmer: Meine Antwort heißt Marktwirtschaft. Wir brauchen dringend eine Entpolitisierung der Energiewirtschaft. Dazu gehört auch die Einsicht, dass Klimaschutz, sofern er überhaupt möglich ist, nur global funktioniert. Und auch hier wissen wir nach zwanzig Jahren internationaler Klimaschutzpolitik, dass ein globales Abkommen mit verbindlichen CO₂-Minderungszielen nicht erreichbar ist. Es ist lächerlich, unilaterale, nationale oder regionale Klimaschutzziele zu setzen. Solche kleinteiligen Klimaschutzmaßnahmen machen auf mich den Eindruck eines

quasireligiösen Charakters. Sie sind wirkungslos, aber sie entfalten den Glauben an eine gute Wirkung.

„et“: Der Rest der Welt bemüht sich stattdessen vor allem um Wachstum und Industrialisierung?

Krahmer: Ja, Europas selbsternannte Vorreiterrolle in der Klimapolitik ist endgültig gescheitert. Und zwar rein aus ökonomischen Gründen. Die Volkswirtschaften Asiens können es sich bei Strafe ihrer politischen Stabilität gar nicht erlauben, Abkommen zu unterschreiben, die ihre Wachstumsmöglichkeiten beschränken. Niemand interessiert sich für Europas Klimaschutzideen. Das sollten wir endlich zur Kenntnis nehmen. Hinzu kommen Zweifel an den wissenschaftlichen Grundlagen der Klimapolitik.

„et“: Welcher Art sind denn diese Zweifel?

Krahmer: Es wird immer offensichtlicher, dass wir über das komplexe System Klima viel zu wenig wissen, um mit politischen Steuerungsmaßnahmen auf klimatische Veränderungen reagieren zu können. Es deutet sich an, dass wir den menschlichen Einfluss auf klimatische Veränderungen massiv überschätzen. Wir sollten den bisherigen Ansatz, letztlich willkürliche Klimaschutzziele zu setzen, aufgeben und uns neue Strategien überlegen. Sofern man internationale Abkommen anstrebt, könnten diese sich um Anpassungsstrategien an die Folgen von Klimaänderungen drehen. Auch sind internationale Allianzen bei der Erforschung von Energieumwandlungstechniken denkbar.

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

Die Fragen stellte André Behr, Wissenschaftsjournalist, Zürich

ENERGIENEWS ONLINE: www.et-energie-online.de

Zwei Systeme – eine Aufgabe

Deutschland ist auf dem Weg, für die Stromversorgung zwei parallele Systeme zu installieren, um eine Stromnachfrage (Last) abzudecken, die typischerweise zwischen rund 50 und 80 Gigawatt (GW) schwankt. Neben dem konventionellen System entsteht ein erneuerbares. Dabei genießen insbesondere die sehr volatil einspeisenden Photovoltaik- und Windenergieanlagen Vorrang. Immer wenn sie Strom erzeugen, muss dieser vom Netz aufgenommen werden. Arbeit im konventionellen System wird verdrängt. Die Leistung der konventionellen Kapazitäten bleibt allerdings unverzichtbar, denn Wind und Sonne sind unstete Gesellen, die oft für Stunden, Tage und sogar Wochen kaum verfügbar sind.

Im Strommarkt wird heute nur die Arbeit, d. h. die erzeugte kWh Strom bezahlt. Wie sich die Arbeit auf die verfügbaren Kapazitäten verteilt, hängt maßgeblich von den Grenzkosten ab, die im Wesentlichen durch Brennstoff- und CO₂-Preise bestimmt werden. Im System gibt es keine gerechte, sondern eine kostenorientierte Verteilung der Arbeit auf die unterschiedlichen Kraftwerke. Das hat gravierende Auswirkungen, da die Erlöse für einzelne Anlagen stark sinken können. Damit wird der Bestand dieser Anlagen unsicher. Im Augenblick sind davon insbesondere Gaskraftwerke betref-

fen. Würde man allerdings durch politische Intervention die Erzeugung in Gaskraftwerken unterstützen, dann wäre das Problem nicht gelöst, sondern nur verlagert. Denn in diesem Fall würden zunächst Steinkohlenkraftwerke, später aber auch Braunkohlenkraftwerke geringer ausgelastet.

Aus dieser Analyse folgt: Wenn in einem System Erzeugungsverfahren mit völlig unterschiedlicher Charakteristik zusammenwirken müssen (siehe Abb.), kann sich die Vergütung der Stromdienstleistung nicht mehr rein an der Arbeit orientieren. Die

Bezahlung allein der erzeugten kWh läuft zunehmend ins Leere. Es muss darüber nachgedacht werden, wie die Vorhaltung der notwendigen, jederzeit abrufbaren Kraftwerkskapazitäten (Leistung – kW) und der erzeugte Strom (Arbeit – kWh) bewertet und vergütet werden, damit die Kraftwerke und der Strom immer dann verfügbar sind, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Das ist allerdings eine Frage, die in einem europäischen Markt für Strom nicht isoliert in Deutschland lösbar erscheint.

„et“-Redaktion

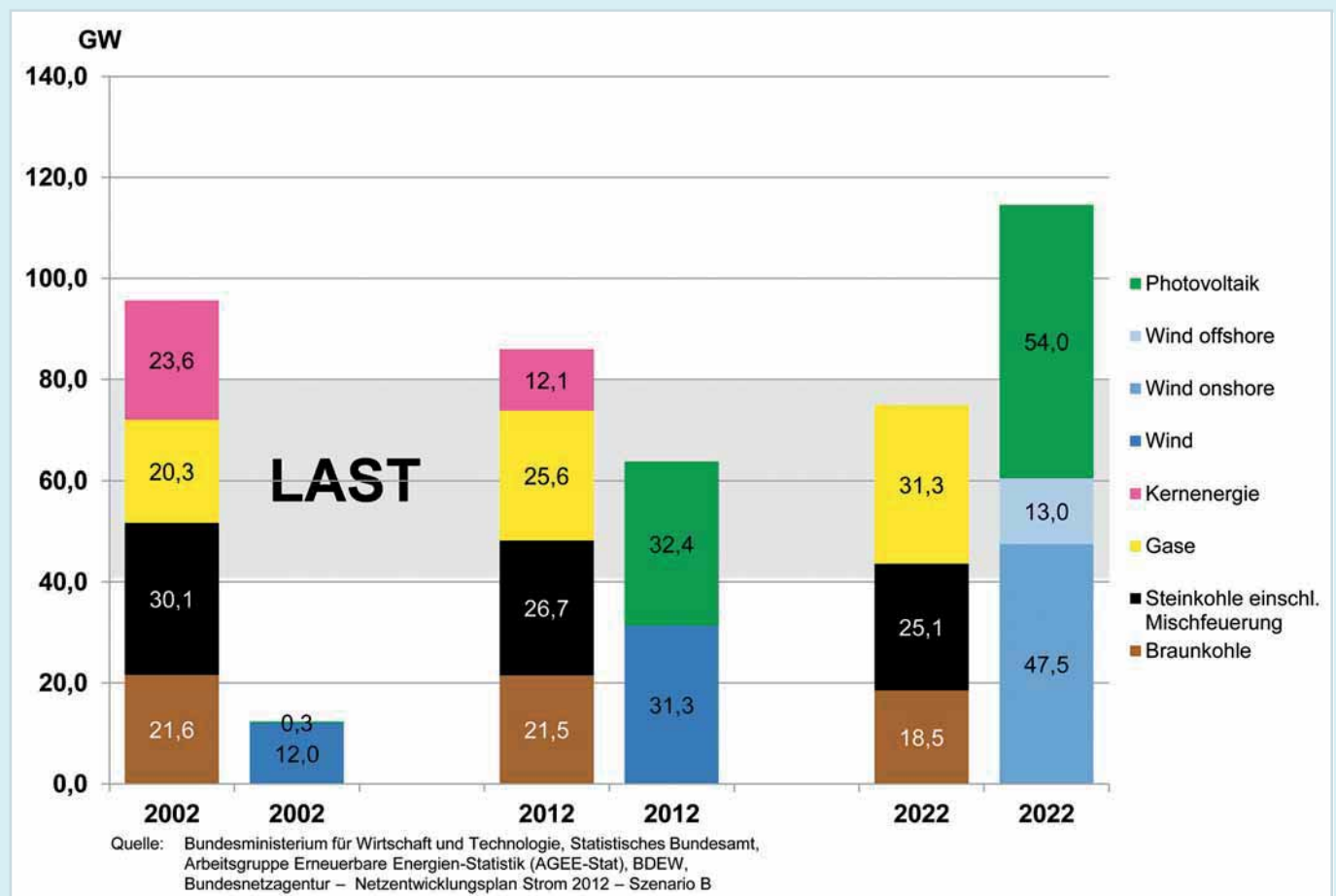


Abb. Lastabdeckung mittels zweier Systeme: installierte Leistung nach Energieträgern 2002, 2012 und 2022