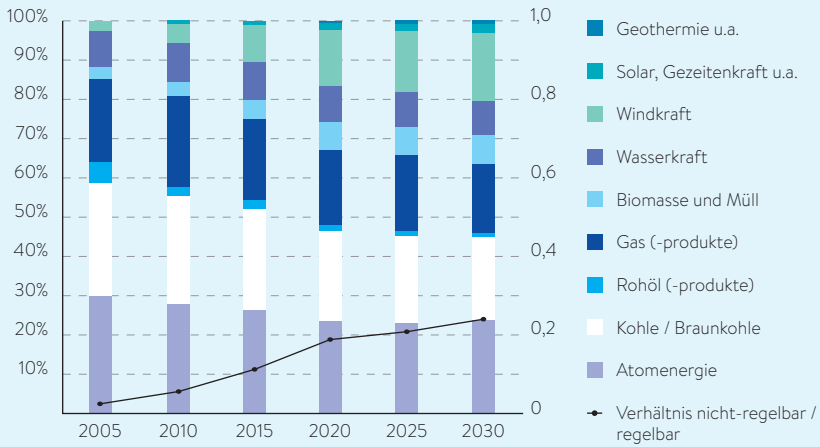


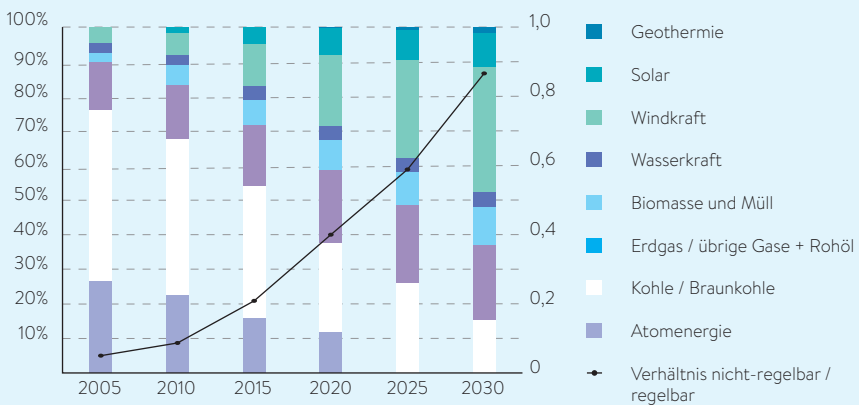
ABB. 1



Entwicklung der Anteile unterschiedlicher Erzeugungsquellen an der Bruttostromerzeugung in Europa in den Jahren 2005–2030 im »Reference-Szenario« der Europäischen Kommission; linke Ordinate: Anteil an der Gesamtstromerzeugung, rechte Ordinate: Verhältnis der erzeugten Strommenge aus nicht gesicherten Quellen (Wind, PV) zu der Erzeugung aus gesicherten Quellen.

Quellen: [3], eigene Berechnungen

ABB. 2



Entwicklung der Anteile unterschiedlicher Erzeugungsquellen an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2005–2030 im Szenario 2011-A des Bundesumweltministeriums

Quellen: [6], eigene Berechnungen, (Achsen erläut. s. Abb. 1)

EINE ENERGIEVER- SORGUNG BASIEREND AUF WASSERSTOFF

HERAUSFORDERUNGEN DER ENERGIEWENDE

Die weltweiten Bemühungen, den Ausstoß von Treibhausgasen zu vermindern, haben in Deutschland wie auch im übrigen Europa zu der Verabschiedung einer Reihe von ambitionierten Klimaschutzprogrammen geführt. So hat die deutsche Bundesregierung im Jahre 2010 ihr *Energiekonzept 2050* [1] verabschiedet, in dem ein 35%iger Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahre 2020 angestrebt wird. Die Eckwerte des *Energiekonzepts 2050* werden mit der EEG-Novelle in 2014 im Wesentlichen bestätigt.

Es gehört zu den Charakteristika der erneuerbaren Energien, dass ihre Erzeugungsmuster fluktuierend, also nicht beständig oder fest planbar sind. Ein 35%iger (und nach dem Jahre 2020 weiter steigender) Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung führt somit zu einem verstärkten Auseinanderfallen von Produktion und Verbrauch und den damit einhergehenden

Problemen bei der zeit- und mengengerechten Bereitstellung von Energie. Dieser Effekt wird durch die Verminderung konventioneller Erzeugungskapazitäten, wie sie durch den im Jahre 2011 in Deutschland beschlossenen phasenweisen Atomausstieg bis zum Jahre 2022 [2] und die abnehmende Wirtschaftlichkeit fossiler Stromerzeugung zu erwarten ist, verstärkt.

ENTWICKLUNG DER ERZEUGUNGSKAPAZITÄT

Die in der Literatur beschriebenen möglichen Entwicklungen und Veränderungen der Stromerzeugung in den kommenden Dekaden basieren in der Regel auf Szenarien, also Entwicklungspfaden, die unter definierten Rahmenbedingungen und gesetzten Einflussgrößen ablaufen können. Die Szenario-Ergebnisse für Europa (EU27) und die für Deutschland weisen dabei deutliche Unterschiede auf.

Abbildung 1 stützt sich auf die von der EU-Kommission seit einigen Jahren durchgeführte Entwicklungsanalyse »EU Energy Trends to 2030« [3]. Sie zeichnet sich durch eine policybasierte Betrachtungsweise aus und berücksichtigt vor allem die regulatorischen Vorgaben und die damit einhergehenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bei der zukünftigen Zusammensetzung des Kraftwerkparks. Das in der Analyse erarbeitete »Reference«-Szenario beschreibt die mögliche Entwicklung des Strommixes, insbesondere ist dabei ein starker Anstieg der erneuerbaren Energien, vor allem der Windkraft, zu beobachten. Der Anteil von Solarstrom am Mix ist in beiden Szenarien verhältnismäßig gering, da zum Zeitraum der Analyse die positive Entwicklung hinsichtlich Investitionskosten und Wirkungsgrad, die wir heute beobachten können, noch nicht berücksichtigt wurde [5].

Im konventionellen Bereich büßen trotz der Berücksichtigung von CCS in der Simulation vor allem Kohle und Braunkohle an Marktanteilen ein. Dies hängt mit einem im Verhältnis sinkenden fossilen Energieverbrauch zusammen, der vor allem zu Lasten der Festbrennstoffe und nur zu geringen Teilen zu Lasten der Bereiche Gas oder Atomenergie geht. Während Gaskraftwerke als Regelenergie bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien weiterhin benötigt werden, gehören Atomkraftwerke für mehrere europäische Staaten

noch immer zur langfristig angelegten Baseload-Kapazität (Grundlasterzeugung). Es sei jedoch angemerkt, dass die hier vorgestellten Szenarien noch nicht die nach dem Unglück von Fukushima im März 2011 in einzelnen Ländern verabschiedeten Atomausstiegspläne berücksichtigen. Es ist zu vermuten, dass diese Beschlüsse den Wachstumstrend der Erneuerbaren beschleunigen werden, da der Rückfall auf fossile Brennstoffe wie Kohle durch den Zertifikatehandel und die damit verbundenen Emissionsgrenzen (»emission cap«) mittel- bis langfristig keine kostengünstige Alternative darstellt, auch wenn der CO₂-Zertifikatehandel durch die derzeit niedrigen Preise kein wirksames Steuerungselement darstellt.

Betrachtet man analog dazu die mögliche Entwicklung in Deutschland, so kann man als Ergebnis der eingangs erwähnten ambitionierten Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien einen weitaus höheren Durchdringungsgrad der deutschen Erzeugungskapazitäten mit regenerativen Erzeugern erkennen (s. Abb. 2).

Auch hier büßen Kohle und Braunkohle in hohem Maße Marktanteile ein. Hinzu kommt die sukzessive Reduktion des Atomenergieanteils, der ab dem Jahre 2022 im Kraftwerksportfolio komplett fehlt. Diese Produktionsmengen werden durch einen massiven Ausbau der Windenergie kompensiert. Hinzu kommt ein deutlicher Anstieg der Photovoltaik sowie des Einsatzes von erdgasbefeuerten Kraftwerken, die mit ihrer flexiblen Produktion wesentlich besser auf Schwankungen bei der Nachfrage reagieren können. Im aktuellen Markt ist allerdings zu beobachten, dass Erdgaskraftwerke zunehmend nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Bedingt durch die niedrigen CO₂-Preise und den relativ hohen Erdgaspreis ist der Einsatz von Braun- und Steinkohlekraftwerken im gegenwärtigen Marktumfeld günstiger.

Aus Netzbetreibersicht stellt sich im Zusammenhang mit zukünftigen Erzeugungsanteilen deswegen vor allem die Frage, welche Technologien mit welchen Erzeugungscharakteristika zum Einsatz kommen, da sich daraus der Bedarf an Systemdienstleistungen (z. B. Regelenergie) abschätzen lässt. Sowohl in Abbildung 1 als auch in Abbildung 2 ist daher zusätzlich das Verhältnis des nicht-gesicherten Anteils (Planbarkeit) zum gesicherten Anteil an der Stromerzeugung aufgetragen. Als nicht-regelbar gelten in diesem Zusammenhang Wind- und Solarenergie. Während dieses Verhältnis auf EU-Ebe-

ne bis zum Jahre 2030 rund 1:5 beträgt, steigt dieser Anteil im betrachteten Zeitraum in Deutschland auf knapp 1:1 (0,9). Dies bedeutet, dass jeder planbar erzeugten Kilowattstunde eine Kilowattstunde gegenübersteht, die bei wenig Wind und bewölktem Himmel unter Umständen nicht erzeugt wird und durch ein fossiles Kraftwerk kurzfristig ersetzt werden muss.

PROBLEMATIK VON FLUKTUIERENDER EINSPEISUNG

Der Zubau von Anlagen im Bereich Erneuerbare Energien wie auch die Verringerung konventioneller Kraftwerkskapazität im Rahmen des Atomausstiegs führen zu einer Veränderung des bisherigen Erzeugungsportfolios, welche über die bloße Frage nach der CO₂-Intensität der Erzeugungspfade hinausgeht. Die bisherige Organisation der Energiebereitstellung mit einigen wenigen Großerzeugern war gekennzeichnet durch Planbarkeit und Steuerbarkeit und bediente sich einer zentralen, unidirektionalen Verteilungstopologie vom Erzeuger zum Verbraucher. Die neu hinzukommenden, erneuerbaren Erzeuger produzieren hingegen oftmals dezentral (PV, Wind-Onshore) und sind sowohl in ihren Produktionszeiten wie auch Erzeugungsmengen dabei oftmals nur bedingt oder gar nicht planbar (Wind-Offshore, Wind-Onshore, PV). Lediglich Technologien wie Wasserkraft, Geothermie und Biomasse können als regenerative Erzeugungsquellen fahrplanmäßig für die Stromerzeugung eingesetzt werden.

Die Integration solcher Erzeuger mit fluktuierenden Erzeugungsmustern stellt die Übertragungsnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Sie müssen zu jeder Zeit die Stabilität des Netzes garantieren und dafür sowohl temporäre Überangebote an erneuerbarem Strom wie auch das kurzfristige Wegbrechen solcher Erzeugungskapazitäten ausgleichen.

Abbildung 3 stellt anhand realer Daten exemplarisch vier Fälle aus dem Bereich Windenergieerzeugung dar, die jeweils ein Eingreifen des Übertragungsnetzbetreibers zum Zwecke der Systemstabilität nötig gemacht haben.

Fall 1 zeigt eine Abweichung der realen Produktion von der Prognose. Auch wenn die Vorhersagen im Bereich Wind heute schon sehr genau sind und so in

Grenzen eine Betriebsplanung der fossilen Kraftwerke ermöglichen, so ist in der Abbildung doch zu erkennen, dass die in diesem Beispiel erwartete Windenergieeinspeisung nicht nur einen halben Tag früher als geplant erfolgte, sondern auch um mehr als 600 MW über dem erwarteten Wert lag. Solche Abweichungen haben zur Folge, dass andere Kraftwerke kurzfristig abgeregelt werden müssen. Je gravierender die Abweichung, desto stärker verlagert sich die nötige Korrektüreinspeisung von Grundlastkraftwerken über Mittellastkraftwerke bis hin zu der Bereitstellung von Regelenergie. Entsprechend steigen auch die Kosten für die Kompensation der fehlerhaften Windprognose. Wenn zudem die Abweichung auch noch quantitativ substantiell wird, stoßen die Übertragungsnetzbetreiber – zumindest bei der Bereitstellung von ausreichender Regelenergie – perspektivisch bald an ihre Grenzen.

Fall 2 beschreibt eine stark verminderte Produktion von Windenergie aufgrund fehlenden Windes (Flaute). Solche Flauteperioden können mehrere Tage andauern und erfordern so das Vorhalten einer planbaren Kraftwerkskapazität in der Größenordnung eines Teils der installierten Leistung von Windstrom. Für diese Kapazität können entweder laufende Kraftwerke, soweit möglich, ihre Produktion erhöhen, oder es stehen Bereitschaftskapazitäten (sogenannte Kaltreserve) zur Verfügung. In beiden Fällen sind stark redundante Erzeugungssysteme notwendig, die aufgrund hoher Stillstandzeiten oder geringer Auslastung im Regelbetrieb weniger Umsatz bei dennoch anfallenden Fixkosten verursachen. Aktuell stellt dieser Fall keine große Herausforderung dar, da derzeit ein Überangebot an Erzeugungskapazität im Markt zur Verfügung steht. Es ist allerdings offen, ob eine ausreichende Erzeugungskapazität vor dem Hintergrund der wirtschaftlichen Herausforderung langfristig gewährleistet ist.

Fall 3 beschreibt eine in kurzer Zeit stark ansteigende Produktionsmenge von Windstrom. Die dem Beispiel zugrunde liegenden Daten stammen aus dem Monat Oktober, in dem Herbststürme die Produktion in kurzer Zeit bis zum Limit der Netzkapazität bringen können. So steigt die Einspeisung an Windenergie in das Netz innerhalb eines Tages auf 4.000 MW an, was ungefähr der Leistung von acht mittleren deutschen Braunkohlekraftwerken entspricht. Dieses schnell wachsende Angebot muss durch die Reduktion herkömmlicher Produktionskapazitäten kompensiert werden. Je nach Kraftwerkstyp ist dieser Vorgang durch eine Minimalauslastung des Kraftwerks

Netzlast, Windenergieprognose und Windenergieeinspeisung in Ost-Deutschland (1.–31.10.2010)

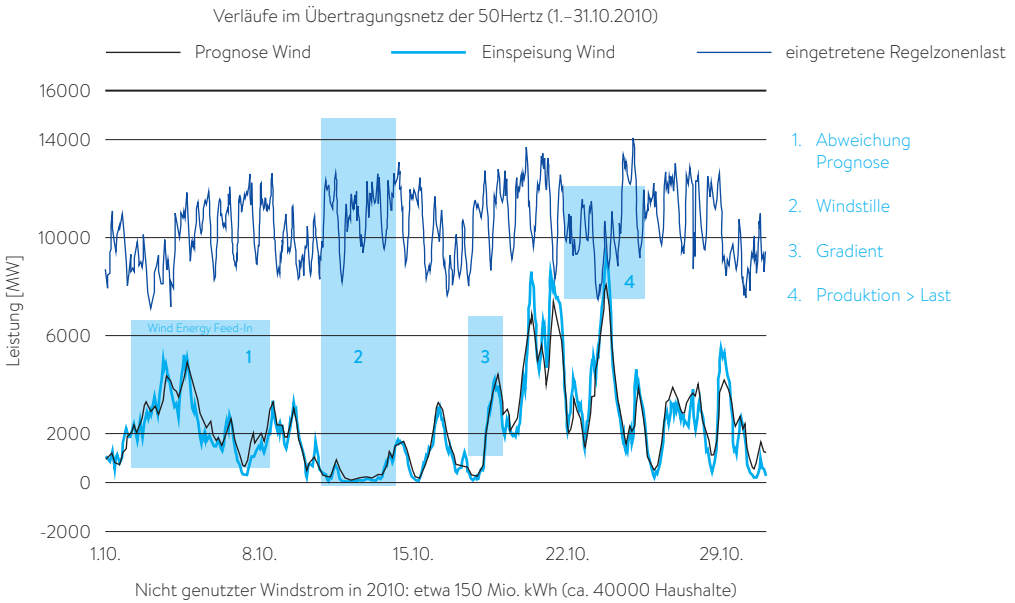


ABB. 3 Exemplarische Problemfelder bei der Windenergieeinspeisung in das deutsche Übertragungsnetz. Dargestellt ist der Lastverlauf vom 01.–31.10.2010 in der Regelzone von 50 Hertz Transmission (oben, dunkelblau), die zu diesem Zeitpunkt gültige Windeinspeiseprognose (unten, schwarz) sowie die tatsächliche Windstromeinspeisung (unten, blau) [9].

und eine maximale Leistungsänderung pro Zeiteinheit begrenzt. In jedem Fall verringert sich, analog zu Fall 2, die Rentabilität der Erzeugung, wenn kein monetärer Ausgleich für die Abregelung als eine Art der Systemdienstleistung vorgesehen ist.

Fall 4 zeigt eine Situation, in der das Stromangebot aus Windenergieanlagen, beispielsweise bei einem Herbststurm, die Nachfrage (Last) seitens privater oder industrieller Verbraucher überschreitet. Lastarme Zeiten, in denen dieser Effekt verstärkt wird, sind beispielsweise Nachtzeiten. Da Strom aus erneuerbaren Quellen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (§8 Abs.1 EEG) vorrangig in das Elektrizitätsnetz einzuspeisen ist [7], muss wie im Fall 3 die konventionelle Stromerzeugung auf ein Minimum reduziert werden und ein Abnehmer für den anfallenden Windstrom gefunden werden. Hierfür eignet sich das europäische Verbundnetz, über welches Strom an andere Län-

der in der EU verkauft werden kann. Findet sich hingegen kein Abnehmer für den Strom, so müssen die Erzeugungsanlagen abgeregelt, also in ihrer Produktion gedrosselt werden. Der regenerativ erzeugte Strom bleibt dann ungenutzt. Im Jahre 2011 betrug die Menge von ungenutztem, überschüssigem Windstrom etwa 400 Mio. kWh, das entspricht in etwa dem Bedarf von 110.000 Haushalten [8].

MASSNAHMEN ZUR INTEGRATION VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

Das vorige Kapitel hat aufgezeigt, dass sich die qualitative Zusammensetzung der Stromerzeugungskapazität in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten drastisch verändern wird und von einem wachsenden Anteil fluktuierender, regenerativer Energiequellen geprägt werden wird. Deren Erzeugungsmuster verursachen unter den heutigen Rahmenbedingungen eine Anzahl von Problemen bei der Integration ins bestehende Netz. Im Folgenden werden Lösungsstrategien beschrieben, wie unter Wahrung der Systemstabilität große Mengen erneuerbar erzeugter Elektrizität in die diversen Netzebenen aufgenommen werden können.

NETZAUSBAU

Der Netzausbau gilt aus volkswirtschaftlicher Sicht als kostengünstigstes Instrument, die beschriebenen Engpässe bei der Integration erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromnetz zukünftig auf sicherem Wege zu umgehen. Der Ausbau der Übertragungsnetze soll dabei die System- und Versorgungssicherheit gewährleisten. Die hierfür notwendigen Abstimmungsprozesse werden in Deutschland durch den *Netzentwicklungsplan (NEP) 2012* der Bundesnetzagentur (BNetzA) geregelt. Er bildet die Grundlage der Bedarfsplanung und berücksichtigt die zunehmende Einspeisung durch fluktuierende Erzeuger. Der *NEP 2013* berücksichtigt die Entwicklungen seit dem vorangegangenen *NEP* im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und die politischen Rahmen-

bedingungen. Das Resultat sind Empfehlungen und Maßnahmen für den bedarfsgerechten Netzzubau auf der Grundlage des errechneten Übertragungsbedarfs. Insgesamt wird ein Investitionsbedarf für den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes von etwa 21 Mrd. € in den nächsten zehn Jahren erwartet.

FLEXIBLE ERZEUGUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE

Im konventionellen Kraftwerkspark bedienen verschiedene Kraftwerkstypen die Anforderungen an Grund-, Mittel- und Spitzenlast. Insbesondere Braunkohlekraftwerke sind technisch und wirtschaftlich auf die Abdeckung der Grundlast und auf hohe Volllaststunden ausgerichtet. Durch die Fluktuation der erneuerbaren Energien müssen konventionelle Erzeuger in ihrem Betrieb flexibler werden, womit sich für die thermischen Kraftwerke höhere Anforderungen ergeben. So muss sich eine Transformation von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken zu flexiblen Erzeugungseinheiten vollziehen, bei der die noch vorhandenen Potentiale der bestehenden Anlagen den Anforderungen an die flexible Erzeugung gerecht werden können. Gas- beziehungsweise Gas-und-Dampf-Anlagen (GuD) bieten ideale Voraussetzungen, mit relativ hohen Leistungsgradienten betrieben werden zu können.

Die steile Gradientenfahrtweise zur Bereitstellung der Residuallast, häufiges Hoch- und Herunterregeln der Leistung und eine niedrigere Mindestlast erhöhen aber den Verschleiß und mindern somit die Lebensdauer der eingesetzten Komponenten. Unter heutigen Marktbedingungen ist somit bei sinkender Auslastung der wirtschaftliche Betrieb der thermischen Kraftwerke gefährdet. Folglich müssen Regulierungs- und Geschäftsmodelle entwickelt werden, um Kraftwerke, die essentielle Systemleistungen erbringen, auch bei niedrigen Volllaststunden wirtschaftlich betreiben zu können. Unter solchen Voraussetzungen können grundsätzlich alle thermischen Kraftwerke in Hinblick auf die Anforderungen einer niedrigen Minimallast, hoher Lastgradienten und einer kurzen Anfahrzeit zur Lösung der zukünftigen Aufgaben beitragen [vgl. 11].

LASTMANAGEMENT MITTELS SMART GRID UND SMART MARKET

Als *Smart Grids* und *Smart Markets* bezeichnet man Systeme, die eine kommunikative Vernetzung und Steuerung von Elementen in der Energieversorgung bieten. Sie haben zum Ziel, die Integration volatiler, zumeist nachfrageunabhängiger Einspeisung durch erneuerbare Energien in die Energieversorgung der Zukunft zu erleichtern [12], indem durch ihre informative Vernetzung die Basis für einen Smart Market geschaffen wird, an dem Energiemengen sowohl abhängig vom Angebot als auch von der Nachfrage gehandelt werden. Lassen sich Netzintegrationsprobleme (wie Überschüsse oder Mindermengen) durch Handeln im Markt vermeiden, können marktentkoppelte physische Eingriffe in die Netzsteuerung (z. B. Abregeln von Windenergieanlagen bei Starkwind ohne Gegenfinanzierung) auf ein Minimum reduziert werden.

Auf Kundenseite lassen sich im Wesentlichen diejenigen Verbraucher intelligent steuern, die über einen Wärme- oder Kältespeicher verfügen beziehungsweise um diese ergänzt werden können (z. B. Wärmepumpen, BHKW, Kühlhäuser). Auch einige industrielle Prozesse verfügen über nutzbare Flexibilität (z. B. Schmelzöfen).

Um eine effiziente Nutzung der Flexibilität dieser meist kleineren Verbraucher zu ermöglichen, ist die Aggregation der Anlagen über ein virtuelles Kraftwerk (VK) sinnvoll. Im VK werden kleinere Lasten, die selbst nicht aktiv am Strommarkt teilnehmen können, kommunikativ über eine entsprechende Informationstechnik gebündelt und zentral gesteuert. Dies ermöglicht den Zugang zum Strommarkt mit zusätzlichen Erlösoptionen.

ENERGIESPEICHERUNG

Um den eingangs erwähnten hohen Anteil nicht-planbarer Stromerzeugung in seiner Verfügbarkeit zu verstetigen und abzusichern, müssen mittel- und langfristig vermehrt Energiespeicher eingesetzt werden. Zum zukünftigen Bedarf von Speichern, bedingt durch die Energiewende, gibt es eine ganze Reihe von Studien, die allerdings kein einheitliches Bild zeichnen. Einige Un-

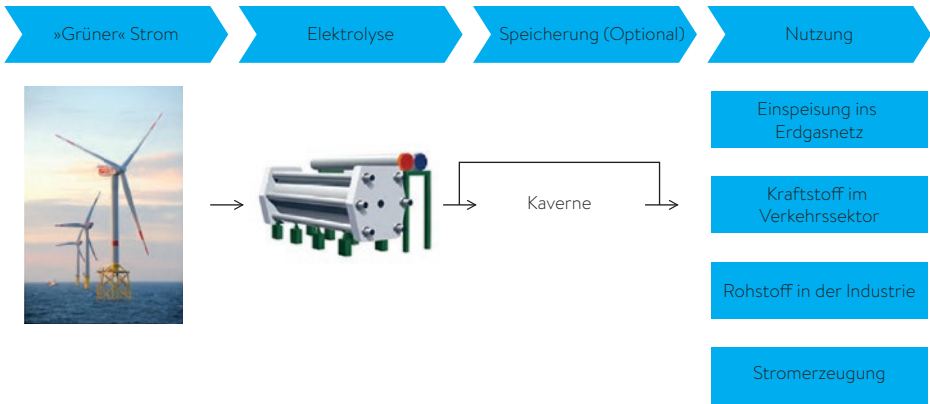


ABB. 4 Wind-Wasserstoff-Konzept

Quelle: eigene Darstellung

tersuchungen gehen davon aus, dass das Netz faktisch eine »Kupferplatte« ist. Dies bedeutet, dass beliebige Mengen von Strom problemlos transportiert werden können und daher auch langfristig kaum Bedarf an Speichern entsteht. Diese Annahme ist allerdings unrealistisch, da das ideale Netz nicht existiert und auch volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

In anderen Studien wird der Bedarf tendenziell überschätzt. Es wird langfristig mit einem Zubaubedarf von bis zu 40 TWh gerechnet (heute: 0,8 TWh), dabei verfügt zum Vergleich beispielsweise das größte deutsche Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal über eine Speicherkapazität von 8 GWh. In der Realität ist eher mit einem moderat steigenden Speicherbedarf von einigen TWh ab 2025 zu rechnen. Auch wenn der Zeitrahmen langfristig erscheint, muss angesichts der hierfür notwendigen langfristigen Planungsverfahren beziehungsweise der noch notwendigen technischen Entwicklung bei neuen Speichertechnologien mit dem Realisierungspfad kurzfristig begonnen werden. Deswegen werden neben den bereits heute vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken bereits Technologien wie Großbatterien, hocheffiziente Druckluftspeicher und Wasserstoffsysteme weiterentwickelt. Einige dieser innovativen Speicher werden bereits in Pilotanwendungen eingesetzt, andere (z. B. Pumpspeicherkraftwerke) sind ein fester Bestandteil des Energieversorgungsportfolios.

Um dauerhaft einen wirtschaftlichen Betrieb von Speichieranlagen zu ermöglichen, ist die Anpassung des regulatorischen Umfeldes notwendig. Insbesondere die von Speichern zu zahlenden Letztverbraucherabgaben (Umlagen wie z. B. EEG, KWK, Offshore, Netznutzung oder Stromsteuer) sind systemisch fragwürdig, da Speicher keine Letztverbraucher sind, und verhindern die ökonomische Perspektive zum Betrieb der Anlagen.

Pumpspeicherkraftwerke stellen eine ausgereifte Technologie für die Speicherung elektrischer Energie dar. Sie weisen eine hohe Effizienz von etwa 80 % auf und können bis zu zehn Stunden kontinuierlich Leistung bereitstellen. Neben einer guten Skalierbarkeit von 50 bis 1.000 MW und vergleichsweise niedrigen Speicherkosten von 4 bis 10 ct/kWh [13] weisen sie jedoch einen entscheidenden Nachteil auf: Es existiert nur eine begrenzte Ausbaufähigkeit, denn Pumpspeicherkraftwerke setzen bestimmte topographische Voraussetzungen voraus. Das Potenzial in Deutschland ist nahezu ausgereizt.

Die Erzeugung von Wasserstoff bietet die Möglichkeit, elektrische Energie in chemische Energie umzuwandeln. Durch die Elektrolyse wird aus Wasser Wasserstoff hergestellt. Dieser Wasserstoff kann komprimiert in Kavernen zwischengespeichert und in verschiedenen Märkten genutzt werden (s. Abb. 4). Neben Pumpspeicherwerken ist Wasserstoff derzeit die einzige realistische Option zur Speicherung größerer fluktuierender Energiemengen. Dieses auch als Power-to-Gas bezeichnete Verfahren benötigt für eine wirtschaftliche Perspektive aber noch weitere technologische Entwicklung, insbesondere muss das Kernelement – die Elektrolyse – hinsichtlich Kosten, Effizienz und Flexibilität optimiert werden. Gegenwärtig wird dies von einigen Unternehmen durchgeführt, so dass hier in den nächsten Jahren mit deutlich verbesserten Anlagen gerechnet werden kann.

Um den Wasserstoff kostengünstig zu verteilen und zu speichern, bietet sich die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz an. Dieses kann derzeit bis zu einem Wasserstoffanteil von fünf Prozent den Wasserstoff direkt aufnehmen. Bei einer umgesetzten Energiemenge von 1.000 TWh [14] bietet das Erdgasnetz somit eine enorme Speicherkapazität. Es darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass im Falle einer dezentralen Einspeisung ein genügend großer Durchsatz vor Ort vorhanden sein muss. Denn auch die örtlichen Verbraucher des Erdgases benötigen eine wasserstoffarme Zusammensetzung.

ABB. 5 Wasserstofftankstelle Hamburg HafenCity bei der Betankung eines Brennstoffzellenhybridbusses



Eine weitere Anwendung findet der erzeugte Wasserstoff im Verkehrssektor. Dort kann er als Treibstoff in Fahrzeugen mit einer Brennstoffzelle genutzt werden. Diese treibt einen Elektromotor an und nutzt so die Vorteile seines hohen Wirkungsgrades und die lokale Vermeidung von Emissionen.

Wasserstoff wird auch für viele industrielle Prozesse (z. B. Herstellung von auf Ammoniak basierenden Düngemitteln, in Raffinerieprozessen, in der Metallverarbeitung und in der Hydrierung von Ölen und Fetten) benötigt. So kann der durch Stromüberschuss produzierte Wasserstoff als Industrierohstoff Verwendung finden.

Zu guter Letzt sieht das Wind-Wasserstoff-Konzept eine potenzielle Anwendung in (dezentralen) Kraftwerken vor. Mit ihrer Hilfe kann der Wasserstoff zur Wiederverstromung genutzt werden und zur Wärmeversorgung beisteuern.

Zur Validierung dieser theoretischen Ansätze betreiben verschiedene Unternehmen zurzeit mehrere Pilotprojekte. Eines davon ist Europas größte Wasserstofftankstelle in Hamburgs HafenCity, die von Vattenfall betrieben wird. Diese Wasserstofftankstelle wird nicht nur für die Betankung von Wasserstoffbussen und Pkw genutzt, sondern stellt gleichzeitig mit Hilfe eines Elektrolyseurs den Was-

serstoff selbst her. Die Elektrolyseure dieser Anlage werden flexibel betrieben, um das fluktuierende Angebot erneuerbarer Energien optimal nutzen zu können.

Seit 2011 betreibt ein Konsortium von Deutscher Bahn, Total und Vattenfall unter der Führung von Enertrag die erste Power-to-Gas-Anlage in der Nähe von Prenzlau. Dieses Projekt zielt auf die direkte Kopplung von Strom- und Wasserstoffproduktion ab. Durch die Kombination von Windkraftanlagen, Elektrolyseur, Wasserstoff bzw. Biogas-BHKW, Erdgasnetzeinspeisung und der Möglichkeit der Trailerabfüllung untersucht man hier verschiedene Operationsmodi mit dem Ziel, die Erträge des Windparks zu optimieren und gleichzeitig Wasserstoff in verschiedenen Anwendungen zu vermarkten.

Batterien als Speicherelemente werden primär bei kleineren Anwendungen im dezentralen Bereich gesehen, da Batteriespeicher im Verhältnis zu anderen Speichertechnologien spezifisch deutlich teurer sind. Einsatzgebiete sind beispielsweise lokale Netzunterstützung, Glättung von Spannungsspitzen, Eigenverbrauchsoptimierung bei PV-Anlagen oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelenergie. Pilotanlagen werden heute in vielen Projekten untersucht, allerdings ist bis auf wenige Ausnahmen die Wirtschaftlichkeit noch nicht darstellbar. Es ist allerdings zu erwarten, dass durch die Entwicklung der Elektrofahrzeuge die Batteriekosten weiter massiv fallen, wodurch die verschiedenen Anwendungen in der Energiewirtschaft auch wirtschaftlich interessanter werden.

— REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen, die in weiten Teilen das wirtschaftliche Umfeld für Energieversorgungsunternehmen bestimmen, müssen zukünftig stärker an die Ziele der Energiewende angepasst werden. In der Diskussion ist hier ein neues Marktmodell, um auch in Zukunft die notwendigen Investitionsanreize für den Umbau unseres Energiesystems zu schaffen. Elemente im Rahmen dieser Überlegungen sind zum Beispiel:

Befreiung von Letztverbraucherabgaben, Netznutzungsentgelte, Kapazitätsmechanismen, Standardlastprofile versus flexible Preise und Modifikationen des EEG.

Die bereits vorhandenen neuen Regelungen für neue Speicher (z. B. Elektrolyse), wie beispielsweise die Befreiung von der Stromsteuer auf Antrag (§ 9a Abs. 1 StromStG) und die Befreiung von den Stromnetzentgelten für 20 Jahre (§ 118 Abs. 6 S1 EnWG), müssen in vorhandene und zukünftige Geschäftsmodelle für Speicher eingearbeitet und berücksichtigt werden. Außerdem muss weiterhin eine Förderung von Demonstrationsvorhaben durch BMWi, BMU und BMBF bestehen, um auch mittel- bis langfristig die Entwicklung notwendiger neuer Technologien zu gewährleisten.

EMPFEHLUNGEN UND AUSBLICK

Der durch die Energiewende ausgelöste Umbau unseres Stromversorgungssystems stellt eine große technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Nicht nur der Ausbau erneuerbarer Energien muss auch weiterhin im erheblichen Maßstab erfolgen. Ebenso müssen zur Integration der volatilen Erzeugung aus Wind und Sonne entsprechende technische Maßnahmen weiterentwickelt werden.

Dies muss unter der Maßgabe der ökonomischen Machbarkeit umgesetzt werden, um den Wirtschaftsstandort Deutschland nicht zu gefährden. Erforderlich ist hierfür ein an die Energiewende angepasstes Marktdesign mit den entsprechend adaptierten regulatorischen Rahmenbedingungen, um auch weiterhin die notwendigen Investitionen zu ermöglichen. Außerdem muss dies durch eine kontinuierliche Weiterentwicklung geeigneter Technologien (z. B. Speichersysteme wie Wind-Wasserstoff oder smarte Anwendungen) hin zur Marktreife flankiert werden. Hierfür ist eine Unterstützung durch adäquate Förderprogramme wünschenswert.

Mit herzlichem Dank an Christina Wulf und Sören Christian Trümper/TUHH sowie Daniel Hustadt und Sebastian Gerhard/Vattenfall für die Unterstützung bei der Erstellung des Beitrags